

Глава 6

Дополнение:

об энергосистемах –

опасности аварий и защита от них

Содержание главы 6

§6.1. Особенности энергосистем,	
 связанные с аварийностью	244
6.1.1. О резервировании источников электроэнергии	
– дополнение к разделу 3.1.1	244
6.1.2. Два генератора работают вместе – дополнение к разделу 3.1.2	246
6.1.3. Фактор удаленности	248
6.1.4. Передаваемая мощность ограничена	250
6.1.5. Синусоида мощности пригодна только до максимума	252
§6.2. Аварийные процессы	
 в энергосистеме простой структуры	254
6.2.1. Отключение генератора	254
6.2.2. Нарушение параллельной работы	
после большого аварийного события	259
6.2.3. Асинхронный ход	262
§6.3. Сложные энергосистемы – другие опасности	263
6.3.1. Где они проявляются	263
6.3.2. От слабого сечения к плотной сети	265
6.3.3. Обвал напряжения в плотной сети	267
6.3.4. Проблема сложности энергосистемы	269
6.3.5. Сценарии аварийных событий	270
§6.4. Начало противоаварийной автоматики	276

§6.1. Особенности энергосистем, связанные с аварийностью

6.1.1. О резервировании источников электроэнергии – дополнение к разделу 3.1.1

Конструктивное обеспечение надежности и живучести энергосистем, как и качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, достигается созданием резервов: энергетических ресурсов, мощности генераторов и пропускной способности сети (со всем тем, что для них требуется, – начиная от добычи газа, угля, урана до высоковольтной аппаратуры). Созданы и далее совершенствуются сложные системы, которые осуществляют управление энергосистемой по командам операторов и автоматических устройств, а также автоматическую защиту от повреждений оборудования и развития аварий.

Оптимальное распределение затрат на все перечисленное есть сложнейшая задача, которая, не будучи решенной в общем виде, осмысливается и решается по частям, причем опыт постоянно подсказывает корректировку распределения.

Не посягая решать эту задачу, попытаемся сравнить в общих чертах разные способы резервирования работы генераторов, рассмотреть проблему их совместного использования.

Так, вообще говоря, можно постоянно использовать только часть генераторов, а остальные держать в *холодном резерве* или в *горячем резерве*, который называют также *мобильным* или *вращающимся*.

Холодный резерв реализуется медленно, для этого требуются те или иные пусковые операции.

Например, если частота переменного тока на шинах гидростанции аварийно понизилась, ее остановленный агрегат обычно приводится во вращение автоматически. Однако, на разворот турбины до скорости вращения, близкой к нормальной, на соблюдение условий подключения генератора к уже работающим и затем на набор агрегатом мощности уходит заметное в аварийных условиях время.

От дизельных генераторов, которые держатся в холодном резерве, организуется временное питание наиболее ответственных двигателей собственных нужд электростанции (например, насосов воды, охлаждающей атомный реактор). Но эти генераторы начинают давать ток не так уж быстро, и поэтому, пока они разворачиваются, питание некоторых потребителей, особо требовательных к бесперебойности электроснабжения, возлагается на разного рода устройства, аккумулирующие электроэнергию, чаще всего – на аккумуляторные батареи.

Генератор горячего резерва готов к немедленному использованию и преимущественно без вмешательства оператора. Он постоянно вращается с нормальной скоростью и, как только требуется, он под действием автоматики быстро поднимает мощность до нужного уровня.

Конечно, держать генератор резервным не выгодно, увеличиваются затраты на сооружение и на обслуживание. На его хотя и холостое вращение энергия все-таки расходуется, и поэтому в нормальных условиях возможно и рационально загрузить все вращающиеся генераторы, причем, если они экономически одинаковы, то поровну.

Можно заставить все имеющиеся генераторы работать на общую нагрузку, будучи недогруженными, т.е. мощность горячего резерва распределить между ними, лишь бы после отключения самого загруженного из генераторов она оказалась больше, чем мощность, которую давал он. Практически, большая часть генераторов работает на общую нагрузку, имея распределенную между ними общую резервную мощность, гораздо меньшая часть держится в горячем резерве, а остальные в холодном.

Очевидно, что упомянутые способы резервирования дают разный эффект в отношении надежности электроснабжения.

Создание любого вида резерва требует инвестиций, его содержание приводит к текущим издержкам. В результате, выбор того или иного способа резервирования является серьезнейшей оптимизационной задачей. Она в принципе разрешима, и это делается все более точно.

6.1.2. Два генератора работают вместе – дополнение к разделу 3.1.2

Понятие о совместной работе генераторов на общую нагрузку кратко представлено в разделе 3.1.2 с помощью рисунка 3.2. Теперь немного о том, как в энергосистеме поддерживается соответствие генерируемой мощности той, которая требуется потребителям.

Это выполняют, прежде всего, регуляторы скорости турбин, упомянутые в разделе 3.1.2: они поддерживают частоту f , изменяя для этого мощность турбин P_t . Частота f изменения ЭДС, развиваемой генератором, пропорциональна скорости вращения вала n . В ответ на даже небольшое отклонение частоты от должного значения и, следовательно, скорости вращения вала n от заданного уровня, регулятор скорости турбины изменяет поступление в нее энергоносителя, т.е. вырабатываемую ею мощность.

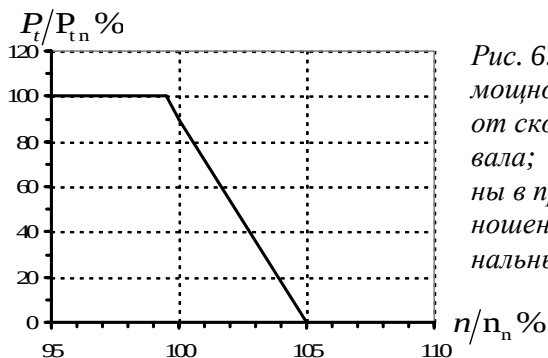


Рис. 6.1. Зависимость мощности турбины от скорости вращения вала; обе величины даны в процентах по отношению к их номинальным значениям

Типичная для тепловой турбины зависимость мощности от скорости вращения вала показана на рисунке 6.1. Если, как для примера показано на рисунке, при номинальной частоте ($n/n_n = 100\%$) турбина вырабатывает 90% своей номинальной мощности, то при понижении скорости вращения вала всего на 0,5% ее клапаны полностью открываются, и ее мощность уже достигает номинального значения, а при повышении этой скорости на 5% ее клапаны полностью закрываются и перекрывают подачу пара.

Последнее служит предотвращению недопустимого разгона вала после того, как генератор отключится от сети и мощность турбины резко станет избыточной.

Стабильность рассматриваемой системы обеспечивается полным соблюдением баланса мощности в ней: мощности, отдаваемые генераторами, равны мощностям их турбин (без учета потерь мощности), т.е. $P_t = P_g$, и суммарная мощность всех генераторов (на рисунке 3.2 – только двух) равна мощности, нужной потребителями, т.е. $\Sigma P_g = \Sigma P_L$. При этом скорости вращения роторов генераторов равны: $n_1 = n_2$. Если суммарная нагрузка не изменяется, то эти скорости неизменны, и, следовательно, частота генерируемого переменного тока f системы, пропорциональная скоростям вращения, тоже неизменна. Строгое говоря, всё это означает, что, вращаясь синхронно с неизменной скоростью, роторы сохраняют взаимное расположение своих осей.

Если генераторы имеют одинаковую конструкцию, равны их местные нагрузки $P_{L1} = P_{L2}$ и одинаковы их токи возбуждения $i_{e1} = i_{e2}$, что создает одинаковые ЭДС, то соотношение отдаваемых ими мощностей зависит только от того, как сдвинуты друг относительно друга вращающиеся оси генераторов. Мощности генераторов равны при условии, что углового сдвига осей нет. Если ось первого генератора G1, как показано на рисунке 3.2, сдвинута вперед относительно оси второго G2, то первый отдает в сеть большую мощность, чем второй: $P_{g1} > P_{g2}$. Если бы, наоборот, она отставала, то было бы $P_{g1} < P_{g2}$.

Чтобы перейти от состояния $P_{g1} > P_{g2}$ к состоянию $P_{g1} < P_{g2}$, нужно или несколько сдвинуть первый ротор назад, т.е. замедлить его вращение, или ускорить вращение второго ротора и тем самым сдвинуть его вперед. Для этого в первом случае нужно уменьшить подачу топлива в первый котел, тогда уменьшится подача пара в турбину. Ускорение второго ротора достигается противоположными направленными операциями: от увеличения подачи топлива до увеличения поступающего в турбину пара. Эти действия, выполненные порознь, ведут к изменению частоты f , в первом случае – к ее уменьшению, во втором – к увеличению.

Чтобы не изменить частоту, следовало бы выполнить эти действия одновременно, но в половинном объеме.

6.1.3. Фактор удаленности

Чем больше экономится на надежности снабжения электростанций топливом, на надежности оборудования электростанций, на равномерности распределения источников электроэнергии по отношению к узлам её потребления, на величине суммарной мощности генераторов (особенно на мобильной, автоматически управляемой мощности), тем больше пропускной способности требуется от электрической сети.

Стремление снизить затраты, связанные с сооружением и эксплуатацией источников электроэнергии, ведет к их укрупнению, а прогресс техники позволяет использовать в энергосистемах все более крупное оборудование. Так, на крупной тепловой электростанции на Волге под Костромой сооружен генератор мощностью 1200 МВт с трансформатором соответствующей мощности, повышающим напряжение от напряжения на генераторе до напряжения 500 кВ, на котором электростанция выдает мощность в энергосистему.

Географическое несовпадение районов потребления электроэнергии с расположением не транспортируемых энергоресурсов (вода, ветер, солнце) иногда приводит к необходимости передачи электроэнергии на довольно значительные расстояния. Это наблюдается, например, в Швеции, где значительные гидроресурсы находятся на Севере страны, а основное потребление электроэнергии – на Юге. Отсюда – передача энергии на несколько сотен километров по линиям электропередачи напряжением 400 кВ.

Поясним взаимодействие удаленных генераторов с помощью рисунка 6.2 следующей страницы. На нем два генератора G1 и G2 с их нагрузками L1 и L2 соединены (через их трансформаторы и шины B1 и B2) двумя линиями электропередачи B1-B3-B2, имеющими промежуточную подстанцию с шинами B3 и с нагрузкой L3. Для передачи значительной мощности требуется работа линий на более высоком напряжении, чем то, на котором работают генераторы (от 6 до 20 кВ), требуется никак не меньше 110 кВ,

и, чтобы это отразить, между обоими генераторами и их шинами показаны повышающие напряжение трансформаторы T1 и T2.

В связи с появлением трансформаторов показано, что нагрузка каждого из генераторов может питаться прямо от него или от шин высшего напряжения. Конечно, потребители включаются не непосредственно на выводы генератора или на шины высшего напряжения, а через ряд трансформаторов и линий электропередачи более низкого напряжения, но эти подробности на рисунке не отражены.

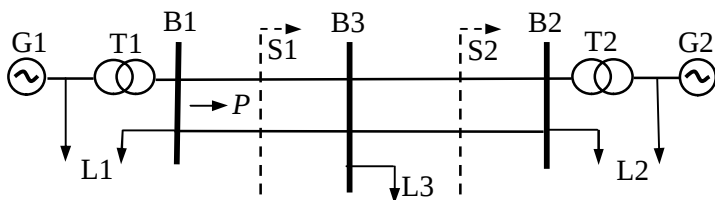


Рис. 6.2. Схема питания нагрузки от двух удаленных генераторов, каждый со своей нагрузкой

В сущности, вполне можно полагать, что каждый изображенный на рисунке 6.2 генератор с трансформатором представляет обобщенно несколько или даже много генераторов и трансформаторов. Если их несколько, то это – скорее всего, *электростанция*, если их много, то – какая-то часть *электроэнергетической системы* или даже *энергообъединения* энергосистем, состоящая из многих электростанций, и генератор с трансформатором являются более или менее строгим эквивалентом этой части.

Распределение мощности в системе на рисунке 6.2 может осуществляться разными способами.

Возможна, например, симметрия: каждый из двух генераторов снабжает мощностью только собственную нагрузку (L1 или L2) и часть нагрузки L3. Чтобы уменьшить потери мощности и понижение напряжения, возникающие в сопротивлениях линий электропередачи, было бы вполне естественным назначить эти части L3 обратно пропорционально удаленности между шинами B3 и шинами B1 и B2, точнее – обратно пропорционально сопротивлениям этих участков сети. Однако это не всегда достижимо.

Возможны обстоятельства, при которых, например, второй генератор G2 слишком мал для такого гармоничного распределения

функций или значительно менее экономичен, чем первый G1. Если в составе G1 имеется гидростанция, то в полноводные периоды нужно избежать переполнения водохранилища и бесполезного слива воды через плотину, а для этого в максимальной степени использовать ее в гидравлических турбинах для производства энергии.

Аналогичное возможно, если в составе G1 имеются ветровые установки и солнечные батареи, а день стоит ветреный и ясный.

Это может заставить снабжать энергией от G1 не только всю нагрузку L3, но даже и часть совсем удаленной нагрузки L2. Возникает *электропередача* мощности от B1 к B3 и далее к B2.

Если помимо упомянутых обстоятельств учесть еще, что мощность, нужная почти любому потребителю энергосистемы, зависит от времени года, дня недели, времени суток и погоды, что минимум потребления может составлять всего 50% от максимума и что на разных шинах системы нагрузка изменяется не синхронно, и если учесть сверх того, что та мощность генераторов, которой располагают первая и вторая энергосистемы, тоже не постоянны из-за необходимости ремонтировать оборудование, то нетрудно себе представить большое разнообразие распределений мощности даже в такой простой системе, как на данном рисунке.

Обобщенно можно сказать, что *обмен мощностью* между тремя шинами на этом рисунке изменчив. Однако, гибкое взаимодействие частей энергосистемы наталкивается на ограничения в области пропускной способности ее электрической сети и манёвренности источников энергии.

6.1.4. Передаваемая мощность ограничена

Если, как уже упомянуто, первый генератор в большей степени покрывает потребности системы, чем второй, то расположение синхронно вращающихся осей их роторов таково же, как было показано на рисунках 3.2 и 3.3: ротор первого опережает ротор второго на некоторый угол δ . Не сложно показать, что, чем большую мощность нужно передать от генератора G1 в сторону генератора G2, тем большим должен быть *взаимный угол* δ (как этого достичь, пояснено выше).

Но увеличение угла увеличивает передаваемую мощность не безгранично, и это электротехническое ограничение существует объективно и создает большую проблему в области параллельной работы генераторов. Ее стоит рассмотреть немного внимательнее.

В самом простом представлении передаваемая мощность определяется по формуле

$$P = \frac{E_1 E_2}{x} \sin \delta,$$

в которой E_1 и E_2 – ЭДС первого и второго генераторов, x – некоторое *взаимное сопротивление*, которое можно понимать как сопротивление электрической сети между двумя генераторами. Согласно этой формуле возможность передачи мощности, иначе говоря, *пропускная способность электропередачи* ограничена предельным значением – амплитудой синусоиды

$$P_{\max} = \frac{E_1 E_2}{x}.$$

Это значение достигается передаваемой мощностью при $\sin \delta = 1$, т.е. при угле $\delta = 90^\circ$.

К сожалению, после достижения этого значения угла δ , передаваемая мощность все быстрее начинает уменьшаться и при значении $\delta = 180^\circ$ даже изменяет свой знак, т.е. начинает течь в обратную сторону и т.д.

Итак, *максимум передачи мощности прямо пропорционален электродвижущим силам и обратно пропорционален взаимному сопротивлению*. Все эти три величины не постоянны. Поскольку нагрузки и передаваемая мощность все время изменяются, изменяются падения напряжения на продольных сопротивлениях схемы, и это компенсируется (не всегда полностью) изменением ЭДС под действием автоматических регуляторов, изменяющих токи возбуждения генераторов. Взаимное сопротивление x тоже изменяется: в какой-то мере вслед за этими же изменениями, но гораздо сильнее из-за отключения тех элементов сети, которые связывают две ЭДС, например, на рисунке 6.2 – из-за отключения какой-нибудь из двух параллельных линий на одном из участков или, что еще хуже, сразу на двух участках.

6.1.5. Синусоида мощности пригодна только до максимума

Синусоидальное изменение передаваемой электрической мощности в зависимости от угла δ между роторами показано на рисунке 6.3, где максимальное ее значение $P_{\max}$ в некоторых относительных единицах принято равным единице.

Нелишне все-таки уточнить, что приведенные в предыдущем разделе формулы справедливы только для самой простой схемы электропередачи. В других случаях, как даже в совсем несложной схеме на рисунке 6.2, они усложняются, и синусоида передаваемой мощности несколько смещается по отношению к осям рисунка 6.3. Эти сдвиги зависят от расположения нагрузок по отношению к ЭДС и от характера сопротивлений, входящих в схему.

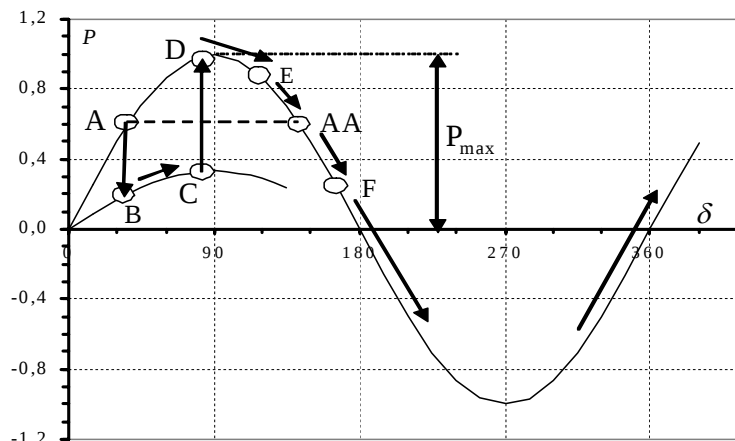


Рис. 6.3. Зависимость передаваемой мощности от угла между ЭДС и динамический процесс

Казалось бы, некоторую мощность, составляющую приблизительно половину от максимальной, можно передать при разных углах δ между осями роторов двух генераторов, например, при углах, соответствующих точкам **A** и **AA**, находящимся по разные стороны от значения угла, равного 90° . На самом же деле, параллельная работа двух генераторов возможна только в точке **A**.

Вообще говоря, как уже отмечено в разделе 3.1.2, параллельная работа генераторов — явление удивительное. Ведь осуществ-

ляется строго согласованное вращение громадных массивных роторов с помощью обмена мощностью через немногочисленные провода длинных линий высокого напряжения. Электрическая связь между группами генераторов часто бывает очень слабой – не исключена пропускная способность связи, в 30 и даже в 50 раз меньшая, чем мощность соединяемых генераторов. Поэтому вполне естественна некоторая колебательность системы, когда взаимное положение роторов поддерживается не вполне строго, они немного качаются друг относительно друга.

Что произойдет, если в процессе небольших качаний вокруг точки **A**, в которой баланс мощностей в системе вполне соблюдается, взаимный угол δ самопроизвольно увеличится и это не связано с изменением мощности турбин? Тогда, в соответствии с наклоном синусоиды увеличится и передача мощности по сравнению с точкой **A**, а это нарушит баланс мощности между турбиной и генератором с обеих сторон электропередачи. Мощность, отдаваемая генератором с отправной стороны электропередачи, станет больше мощности его турбины, и вал этого агрегата затормозится, а от генератора с приемной стороны для покрытия его местной нагрузки теперь требуется меньшая мощность, она станет меньше мощности его турбины, и вал этого агрегата ускорится. Оба эти движения приведут к уменьшению угла, т.е. к возврату в точку **A**.

В противоположность этому, самопроизвольное увеличение угла в точке **AA** привело бы к уменьшению передаваемой мощности. Это тоже создаст небалансы мощности на валах агрегатов, но иного знака. В этом случае отдаваемая отправным генератором мощность станет меньше мощности его турбины, и вал этого агрегата ускорится, а от приемного генератора теперь потребуются большая мощность, она станет больше мощности его турбины, и вал этого агрегата станет тормозиться. Движение обоих валов даст увеличение взаимного угла. Это увеличение дополнительно отдалит процесс от точки **AA** в сторону увеличения угла.

Попав на правую ветвь при угле, чуть большем, чем 90° , рабочая точка будет двигаться до угла, равного 270° , и по инерции пройдет этот угол. Отсюда, работа электропередачи на самом

максимуме синусоиды недопустима из-за опасности случайного соскальзывания на ниспадающую ветвь. На самом деле слишком опасно и приближение к максимуму.

Таким образом, *стабильное состояние параллельной работы генераторов возможно только в пределах восходящей ветви синусоиды передаваемой мощности.*

Это ограничение пропускной способности называют *пределом по условию статической устойчивости параллельной работы генераторов*. Этот предел выражают обычно не значением угла при максимуме характеристики мощности (он на всех электропередачах не сильно отличается от 90° и поэтому мало информативен), а значением мощности в верхней точке этой характеристики – *предельной передаваемой мощностью*, равной $P_{\max}$.

Термин «статическая устойчивость», адекватен принятому в теории регулирования термину «устойчивость в малом», означающем способность системы после малого отклонения от стационарного состояния вернуться в него. В России принято: в нормальных условиях работы сети оставлять до максимума запас передаваемой мощности в 20% и только после аварии на короткое время мириться с уменьшением запаса до 8%.

§6.2. Аварийные процессы в энергосистеме простой структуры

6.2.1. Отключение генератора

Небаланс мощности на валу агрегата турбина-генератор

Предположим теперь, что в системе на рисунке 6.2 нагрузка каждого из агрегатов, генерирующих мощность, составляет 50% от суммарной нагрузки системы, иначе говоря, каждый из генераторов обладает таким вращающимся резервом мощности, который равен мощности, отдаваемой другим генератором. Если теперь по какой-либо причине внезапно отключится выключатель одного из генераторов, например, второго – G2, то стабильное состояние системы, описанное в разделе 6.1.2, резко нарушится. Вся нагрузка ляжет на первый генератор, и отдаваемая им мощность превысит мощность его турбины:

$$P_{t1}^I < P_{g1} = P_{L1}^I + P_{L2}^I + P_{L3}^I$$

(все величины, относящиеся к исходному стабильному состоянию здесь и далее снабжены верхним индексом I). И, наоборот, мощность второй турбины, как и прежде, поступает на вал агрегата, но не отбирается с него отключенным от сети генератором:

$$P_{12}^I > P_{g2} = 0.$$

Итак, данная авария привела к несоответствию мощностей на валу каждого из агрегатов.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме

Если мощность, вырабатываемая турбиной, вдвое меньше мощности, отдаваемой её генератором G1, то происходит резкое торможение вращения вала, уменьшение скорости его вращения n_1 и столь же резкое снижение частоты f_1 переменного тока, отдаваемого генератором на шины.

Процесс, следующий за возникновением большого *аварийного дефицита мощности*, крайне опасен. Для паровой турбины он опасен возможной поломкой каких-то из множества лопаток, воспринимающих давление пара и передающих его валу. У потребителей электроэнергии понижение частоты приводит к снижению мощности, потребляемой двигателями, что, с одной стороны, несколько разгружает генератор и тем самым препятствует понижению частоты, а с другой стороны, опасно полной остановкой тех механизмов, которые вращаются этими двигателями. А среди этих двигателей есть и двигатели, обслуживающие единственный оставшийся в работе агрегат, и снижение их производительности уменьшает мощность агрегата и способствует ускорению понижения частоты. Развивается так называемая *лавина частоты*, и этот процесс ведет к полной остановке всех двигателей, отключению генератора G1 и полному прекращению электроснабжения – к *коллапсу системы*.

Это происходит, если понижение частоты в системе приближается к 10% от номинального значения. Впрочем, встречаются случаи (§4.2), когда агрегат останавливается и из-за меньшего понижения частоты.

Такому аварийному развитию препятствуют два главных обстоятельства: упомянутое уменьшение мощности, потребляемой двигателями потребителей, и увеличение мощности турбины под

действием ее регулятора скорости. Он в соответствии с рисунком 6.1 реагирует на уменьшение частоты и скорости вращения вала n_1 и воздействует на увеличение открытия клапанов турбины. Пропорционально увеличивается ее мощность. Все это происходит в темпе секунд.

К сожалению, быстрый подъем мощности происходит не долго. Это иллюстрирует рисунок 6.4, взятый из [16]. На нем видно, как изменяется мощность турбины в зависимости от того, как регулируется работа котла: действует или нет его регулятор давления пара π . В первом случае мощность поднимается в соответствии с заданием, но – в два приема с провалом между ними, обусловленным временным понижением давления пара. Во втором случае система регулирования котла не препятствует этому понижению давления, мощность котла остается неизменной и давление понижается, пока поступление пара в турбину и ее мощность не вернутся к исходному значению.

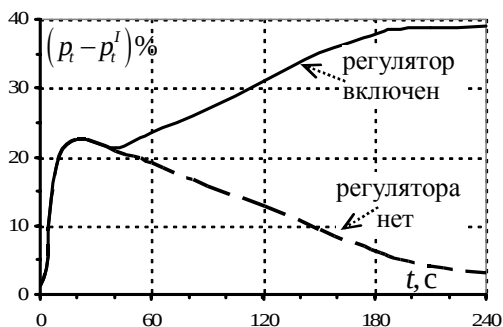


Рис. 6.4. Влияние регулятора давления котла на изменение приращения мощности турбины во времени после ступенчатого понижения частоты приблизительно на 2%

В определенном смысле лучше гидравлические генераторы. Количество поступающей в гидротурбину воды зависит только от того, насколько открыты ее направляющие аппараты. В принципе они могут открыться быстро, но их движение специально замедляется из-за опасности гидроудара и разрушения водоводов. Поэтому гидротурбина увеличивает мощность медленнее, чем паровая, но зато выполняет это непрерывно.

Подобно тому как мощность тепловой турбины зависит от параметров пара, так у гидравлической она зависит от напора воды, т.е. от разности уровней воды выше плотины, в водохранилище, и ниже нее. Однако, в отличие от параметров

пара, величину напора в течение переходного процесса вполне можно полагать неизменной.

Рассматриваемый большой дефицит мощности исключительно опасен, поскольку настолько большой резервной мощности, которая в данном случае требуется, ни одна энергосистема позволить себе не может. Но опасны и меньшие дефициты, так как вращающийся резерв мощности редко превышает 10%.

Чтобы исключить лавину частоты, в энергосистемах повсеместно применяют устройства автоматики, быстро отключающие излишнюю нагрузку. Отключение потребителей начинается при понижении частоты на $2\div 4\%$ и продолжается небольшими порциями по мере дальнейшего ее понижения.

Имеется еще одна опасность, кроме лавины частоты: бывает так, что частота не опустилась слишком глубоко и по мере реализации резервной мощности генераторов начала подниматься, но этой мощности не хватило для подъема частоты до такого значения, которое допустимо в течение продолжительного времени. Если частота длительно, минуты, отличается от прежнего значения более, чем на те же $2\div 4\%$, то автоматика дополнительно отключает потребителей, пока отличие не войдет в эти пределы.

Для отключения выбираются те потребители, которые наименее болезненно переносят аварийное отключение.

Функцию автоматического ограничения снижения частоты обычно выполняют устройства так называемой автоматической частотной разгрузки.

Аварийное повышение частоты в энергосистеме

От чрезмерного разгона вала отключенного от сети второго агрегата и от повреждения из-за этого турбины и генератора предохраняет быстрое закрытие клапанов турбины под действием ее регулятора скорости. Это происходит в соответствии с наклонной линией на рисунке 6.1. Тем самым котел отсекается от турбины, и инерционность снижения его производительности в данном случае не мешает снижению мощности турбины.

Кстати, в энергосистеме возможно такое сравнительно небольшое повышение частоты, которое ведет к тому, что турбины тепловых электростанций разгружаются за границу их регулировоч-

ных диапазонов. Это можно видеть на рисунке 6.1: повышение частоты и, соответственно, скорости вращения вала меньше, чем на 2%, ведет к разгрузке турбины до мощности, равной 60% от номинальной, а ниже этой мощности способен работать далеко не всякий тепловой агрегат.

Опасность хаотического отключения генераторов, возникшего из-за слишком большого повышения частоты в энергосистеме, ликвидируется отключением той части ее генераторов, которая является избыточной.

Этому служит *автоматическое ограничение повышения частоты*.

Опасность понижения напряжения на сборной шине

Отключение генератора опасно не только уменьшением частоты, но и уменьшением напряжения на сборных шинах. Оно происходит из-за того, что по обмотке статора оставшегося в работе генератора G1, по трансформаторам и по линиям электропередачи протекает теперь больший ток, который создает большее падение напряжения на их сопротивлениях. Исправить напряжение на шине должно увеличение тока возбуждения генератора i_{e1} и, следовательно, ее ЭДС E_1 ; в эту сторону действует регулятор напряжения. Хотя у любого генератора такие возможности ограничены, в рассматриваемом случае это частично достижимо: нагрузка первого генератора после отключения второго не превышает того значения, на которое он рассчитан.

Сравнительно благополучное положение сохранится только на шине В1 (рисунок 6.2), на шине же В2, у которой теперь нет своего генератора, напряжение скорее всего окажется крайне низким из-за падения напряжения в трансформаторах и в линиях электропередачи.

Мощность, потребляемая нагрузкой, зависит от напряжения на ней. Эта зависимость определяется типом нагрузки: она может совсем отсутствовать или, наоборот, являться квадратичной (таковы лампы накаливания). Некоторые типы нагрузки имеют особенно неблагоприятные характеристики. Например, многочисленные асинхронные двигатели обычно реагируют на глубокое понижение напряжения существенным уменьшением потребляемой мощности и вращающего момента, а также еще и резким увеличением потребляемого тока, а последнее еще более понижает напряжение. У такого двигателя максимум вращающего момента квадратично зависит от напряжения, а это значит, что напря-

жение, упавшее, например, до 80% от нормального значения, создает вращающий момент максимум в 64% от полного. Если двигатель вращает механизм, требующий большего вращающего момента, то такой агрегат остановится. Хуже того, по мере затормаживания он потребляет все больший ток, который создает все большее падение напряжения в сети и все большее понижение напряжения на шине, от которой он питается, а это опасно уже и для менее нагруженных двигателей.

Возникающий опасный процесс называют *лавиной напряжения*. Он может привести к остановке всех двигателей (не забудем, что среди них и двигатели электростанции!) и к полному коллапсу системы.

Препятствуют такому развитию несколько обстоятельств. Во-первых, нагрузка имеет и потребителей, менее чувствительных, чем асинхронные двигатели, т.е. в целом ее зависимость от напряжения благоприятнее описанного. Во-вторых, по мере понижения напряжения часть потребителей самопроизвольно отключается, и это уменьшает нагрузку на генератор и падение напряжения в сети. В-третьих, если напряжение опускается до опасного уровня и держится на нем недопустимо долго (например, на 20% в течение 10 сек. или на 5% в течение 60 сек.), то автоматика постепенно, ступенчато должна отключить менее ответственных потребителей, чтобы спасти хотя бы наиболее ответственных.

Этому служит *автоматическое ограничение снижения напряжения*.

6.2.2. Нарушение параллельной работы после большого аварийного события

Динамическое нарушение

Указанная в разделе 6.1.5 невозможность того состояния электропередачи, в котором рабочая точка расположена на ниспадающей ветви характеристики мощности, показанной на рисунке 6.3, относится к стабильному состоянию, когда передаваемая мощность соответствует мощности турбин и нагрузок по концам электропередачи. Если же такого соответствия нет, то кратковременное попадание на эту ветвь допустимо. Приведет ли движение по этой ветви к нарушению параллельной работы генераторов, является существенным вопросом.

Любое аварийное событие приводит к изменению мощностей, отдаваемых генераторами, что вызывает процесс дополнительного движения их роторов. Пример события – на электропередаче возникло КЗ, или просто отключился какой-либо из образующих ее элементов, или произошло то и затем другое. Отключение приводит к увеличению взаимного сопротивления и, как следует из раздела 6.1.4, к уменьшению максимума синусоиды мощности $P_{\max}$. Поскольку взаимный угол δ между инерционными роторами генераторов сразу не изменяется, это практически однозначно уменьшает передаваемую мощность.

Предположим, что электропередача находилась до аварии в стабильном состоянии **A** (рисунок 6.3). В качестве аварийного события рассмотрим такое КЗ на каком-то элементе электропередачи, которое не полностью запирает передачу мощности, а лишь сильно уменьшает её максимальное значение $P_{\max}$. Оно опускает состояние передачи вертикально вниз до новой синусоиды – в состояние **B**. В этом состоянии передаваемая мощность и, следовательно, мощность, отдаваемая отправным генератором, стала намного меньше исходной, и это ускоряет вращение вала на отправной стороне. Наоборот, приемный генератор дополнительно нагружается, и его вал тормозится. Оба эти движения вызывают увеличение взаимного угла δ , и процесс перемещается вправо по оси абсцисс. Через доли секунды релейная защита действует на отключение выключателей, которые отключают поврежденный элемент. Это произошло в точке **C**.

Чтобы упростить изложение, предположим что, как иногда бывает, отключение элемента электропередачи, на котором возникло КЗ, не ослабило ее, и тогда отключение КЗ дает переход состояния системы снова на ту же синусоиду, но правее начальной точки, в точку **D**. Поскольку к моменту отключения вращающиеся роторы уже приобрели некоторую скорость движения, оно в силу их инерции продолжится, может пройти максимум передаваемой мощности и дойти до точки **E**, **AA**, **F** или еще дальше.

Пока система проходит путь **D–E–AA**, движению противодействует то, что передаваемая мощность, увеличенная по сравнению с исходной в точке **A**, тормозит ротор отправного генератора

и ускоряет ротор приемного. Это способствует остановке движения, например, в точке **Е** и началу движения назад к точке **А**, после инерционного прохождения которой (подобно маятнику часов) опять возникнет движение вперед и т.д. Далее будут происходить затухающие колебания вокруг точки **А**.

Демпфирование колебаний создается собственными свойствами энергосистемы и ее регулируемыми устройствами.

Если же процесс перейдет *критическую точку АА* (она обычно лежит в пределах углов приблизительно от 90° до 180°), то усилия, останавливающие движение, исчезнут, и возникнут дополнительные усилия, продвигающие процесс к точке **Г** и дальше, угол станет расти всё скорее. Теперь никаких причин вернуться в точку **А** нет, отдельные части энергосистемы со своими генераторами приобретают разные частоты, т.е. работают несинхронно, – наступает динамическое *нарушение параллельной работы*.

Это – нарушение динамической устойчивости, т.е. устойчивости после большого аварийного события, «устойчивости в большом».

Другой типичной причиной нарушения параллельной работы может явиться возникновение *аварийного небаланса мощности*: отключение какой-то большой нагрузки в отправной части энергосистемы (возникновение в ней *аварийного избытка мощности*), или отключение какой-то большой части генераторов в приемной части (возникновение в ней *аварийного дефицита мощности*). В обоих случаях аварийного небаланса по линиям должна быть передана большая мощность, чем до возмущения, и это ведет к процессу увеличения взаимного угла подобно описанному выше.

Чтобы предупредить нарушение параллельной работы, требуется противодействовать вредному движению роторов с обеих сторон электропередачи: замедлить ротор агрегата в отправной части и ускорить в приемной. Эти две задачи решаются действиями, прямо вытекающими из сказанного: первая – быстрой разгрузкой турбин или отключением части генераторов в отправной части, вторая – отключением части потребителей электроэнергии в приемной части.

Возможны и другие воздействия [2], но они применяются редко и здесь не рассматриваются.

Эти воздействия не равноценны. Во-первых, то, которое выполняется с меньшей по мощности стороны, влияет сильнее, создает большую разгрузку электропередачи, и, во-вторых, эти воздействия двух разных типов в разной степени убыточны для самой энергосистемы и для ее потребителей.

Для выработки указанных выше команд служит система *автоматического предотвращения нарушения устойчивости* (в этом названии имеется в виду устойчивость именно параллельной работы).

Эта задача сложна тем, что необходимые воздействия должны вовремя предупредить нарушение, а значит, автоматика должна прогнозировать, состоится ли нарушение, и только в случае положительного ответа дать соответствующие предупреждающие команды, притом достаточно быстро, практически за одну десятую секунды. Необходимая интенсивность команд зависит от опасности того, насколько опасно повреждение. Желательный состав команд тоже не однозначен, так как одинаковый их эффект достигается разными вариантами воздействий на агрегаты отправной части и на нагрузку приемной, и нужно выбрать тот вариант, который наносит наименьший урон в обеих частях.

По мере появления подходящих вычислительных средств задача выбора управляющих команд была осознана автором и его сотрудниками в 1973 году как задача *дозировки управляющих воздействий*.

6.2.3. Асинхронный ход

Если энергосистема располагает средствами сохранения параллельной работы, то ее нарушение маловероятно, но все же не исключено совсем.

Нарушение параллельной работы, статическое или динамическое – безразлично, возникающее после прохождения процессом критической точки, ведет, как следует из рисунка 6.3 и предыдущего раздела, к непрерывному увеличению взаимного угла. Это движение постепенно ускоряется, поскольку большая часть синусоиды передаваемой мощности расположена ниже линии той мощности, которая должна быть передана в соответствии с имеющейся как в отправной, так и в приемной части разницей между мощностью их турбин и нагрузок. Увеличение взаимного угла

означает, что генераторы двух частей энергосистемы приобретают разные скорости вращения, т.е. вращаются несинхронно, – явление, называемое *потерей синхронизма, нарушением параллельной работы* генераторов, их *асинхронным ходом* или, как считают, корректнее, – *асинхронным режимом*.

Опасность асинхронного хода и меры ликвидации его уже охарактеризованы в разделе 3.1.5 и в конце раздела 3.2.4.

§6.3. Сложные энергосистемы – другие опасности

6.3.1. Где они проявляются

Структуры энергосистем различны и поэтому не все аварийные опасности обязательно могут возникнуть в каждой части каждой энергосистемы. С точки зрения противоаварийных забот важно различать два типа электрических сетей:

- *концентрированный узел* или, иначе, *плотная сеть*,
- сеть, соединяющая две сравнительно более концентрированные части энергосистемы, именуемая для краткости *связью* между ними.

Большая энергосистема имеет много концентрированных узлов и много связей между ними. Воображаемая линия, которая делит энергосистему на две части, пересекая все ее связи, соединяющие эти части, называется *сечением*. Кстати, уже упомянутое сечение асинхронного хода – частный случай такого сечения. Концентрированный узел имеет только, так сказать, очень сильные сечения, сечения, не ограничивающие обмен мощностью между частями этого узла.

Уже изложенное в этой главе позволяет отнести некоторые опасности для энергосистемы к различным типам ее структуры.

Нарушение параллельной работы гораздо чаще возникает в сравнительно слабом сечении, а не в плотной сети. Но изредка может возникнуть и в ней. Например, первостепенную опасность создает близкое к главным шинам станции КЗ, отключение которого сильно задержалось по каким-либо причинам. Такое тяже-

лое КЗ способно быстро вывести генераторы станции из синхронной работы относительно остальной части энергосистемы.

Выход частоты переменного тока за допустимые рамки чаще всего возникает в отделившихся части энергосистемы, которая может содержать как один концентрированный узел, так и несколько таких узлов.

Недопустимое понижение напряжения (как и термическая перегрузка элементов энергосистемы) может развиваться во всей части энергосистемы, имеющей плотную электрическую сеть. Оно может быть вызвано явлениями, происходящими как внутри данной сети, так и вне ее. Остановимся на этом немного подробнее.

В числе внутренних причин – слишком медленное отключение КЗ в этой сети, возникающее из-за отказа наиболее быстрой релейной защиты или высоковольтного выключателя. Другая внутренняя причина – продолжительный процесс понижения напряжения в сети. Такой процесс уже охарактеризован в разделе 4.4.3.

В числе внешних причин – возникновение асинхронного хода в сечении, к которому примыкает плотная сеть в качестве промежуточного узла. Особенно опасна затяжка прекращения этого явления, например, в надежде на естественную, вяло идущую ресинхронизацию.

Сходную опасность представляют глубокие и длительные качания роторов генераторов друг относительно друга в сечении, близком к узлу с нагрузкой.

Наряду с указанными опасностями, справедливо отмечается сильно действующее благоприятное обстоятельство: глубокое аварийное понижение напряжения вызывает самопроизвольное отключение многих потребителей их защитными автоматами, и не исключено, что это избавит от лавины напряжения. Надежда на такой благоприятный исход во многих случаях оправдывается. Однако, на это вряд ли возможно уповать достаточно уверенно, поскольку настройка многочисленных автоматов случайна и не контролируется, и было бы слишком рискованно на этом основании не предусматривать противоаварийных мероприятий.

Первый проект противоаварийной автоматики, выполненный автором, натолкнулся как раз на неопределенность характеристик нагрузки. Тогда, в самом начале 1960-х годов, в связи с началом строительства большой электростанции

в Конаково, которая расположена на берегу Волги приблизительно на 60 км ниже Твери, возникло беспокойство руководства энергосистемы относительно опасности отключения важной для этой энергосистемы линии 220 кВ. Руководитель автора В.М. Ермоленко уговорил кого-то выделить символическое финансирование работы над этой проблемой, и начались расчеты переходных процессов, ожидавшихся после отключения линии (расчетами руководили известные специалисты в этой области Д.И. Азарьев и Х.О. Орлов).

Расчеты шли медленно и трудно, на один переходный процесс уходил тогда целый день, а то и больше. Шаг за шагом рассчитывались движения роторов генераторов и нагрузки, и на каждом шаге с помощью физической модели электрической сети уточнялись напряжения и потоки мощности в ней. А моделирование нагрузки выполнялось общепринятым способом, который ранее создали упомянутые специалисты. Эти расчеты выявили существование опасности и полезность отключения части потребителей вслед за отключением линии 220 кВ. Моя группа разработала чертежи нужных для этого немногочисленных и довольно простых, но новых для того времени устройств автоматики, и персонал энергосистемы их смонтировал и наладил.

Перед включением автоматики в работу были произведены натурные испытания, и тут оказалось, что отключение этой линии не представляет опасности. Причина этой удачи – часть потребителей самопроизвольно отключилась без всякой помощи автоматики. Конечно, как и после всяких испытаний, оставалось не ясным, повторится ли удача при каком-то другом состоянии энергосистемы. А другая сторона дела – явная неудача проектантов: о конкретных характеристиках нагрузки известно слишком мало.

6.3.2. От слабого сечения к плотной сети

По мере освоения территории, через которую происходит передача электроэнергии, или в связи с необходимостью увеличить обмен мощностью между еще слабо соединенными частями энергосистемы с течением времени происходит их сращивание: в сечении, лимитирующем обмен, увеличивают состав линий электропередачи и сопутствующего оборудования, сначала количественно, а затем и качественно. Эти изменения часто носят характер «шторки и латки» (об этом – в разделе 4.2.3), и их серьезность не всегда вовремя осознается персоналом энергосистемы, хотя они могут сильно влиять на характер аварийных опасностей.

Чтобы пояснить это, достаточно рассмотреть энергосистему, которая имеет всего две концентрированные части по сторонам

от сечения, и представить себе ступенчатый процесс увеличения пропускной способности в этом сечении.

До начала усиления сечения его пропускная способность во много раз меньше, чем любого сечения внутри концентрированных частей. Оно считается слабым, поскольку имеет пропускную способность всего на уровне $3\div 5\%$ от суммарной мощности источников любой из двух частей энергосистемы. В этом сечении имеется малый по абсолютной величине запас пропускной способности, и поэтому для параллельной работы через него опасны многие, часто возникающие аварийные возмущения. Но следующий за перегрузкой связи кратковременный асинхронный ход и затем ее отключение не опасны, так как не вызывают опасного понижения напряжения на нагрузках и настолько значительного аварийного небаланса мощности в частях энергосистемы, компенсация которого потребовала бы отключения потребителей, тем более ответственных. Поэтому сложные устройства автоматики, предотвращающие потерю данной связи, вряд ли целесообразны, необходимы же устройства защиты от асинхронного хода.

На следующей ступени происходит усиление сечения до пропускной способности на уровне $10\div 30\%$ от мощности разделяемых частей и одновременно увеличение передаваемой мощности. Но теперь и запас пропускной способности поддерживается большим по абсолютной величине, чем раньше, и поэтому угроза перегрузки возникает реже. Однако она столь существенна, что автоматика требуется не только для прекращения асинхронного хода, но и для сохранения параллельной работы, а также для устранения опасных последствий разделения системы по этому сечению: недопустимого отклонения частоты и реже напряжения. Такие связи – главная область сохранения параллельной работы средствами противоаварийной автоматики.

Еще одна ступень – сильное сечение. Угроза нарушения параллельной работы по такому сечению редка, но оно очень опасно, так как создает большой аварийный небаланс мощности и повсеместно большое понижение напряжения. В окрестности такого сечения опасно возникновение лавины напряжения. Как известно из мировой практики, наиболее тяжелые аварии, связан-

ные с потерей живучести энергосистемы, возникают именно на сильных связях, обладающих большой, но не во всех случаях достаточной пропускной способностью. Сохранению параллельной работы по сильной связи с помощью автоматики препятствует ряд обстоятельств. Главное из них то, что при настолько интенсивном возмущении, что оно опасно для сильной связи, требуются очень интенсивные управляющие воздействия (например, централизованная система быстрого отключения большого количества потребителей электроэнергии и т.п.), а создать такие воздействия дорого, вдобавок ввод этих воздействий неприятен и, более того, бывает опасен, особенно если возник без надобности, надобность же возникает редко. Хотя известны примеры применения противоаварийной автоматики на довольно сильных связях, в целом проблема борьбы с авариями на них решается не без дополнительных затруднений.

В сущности, случай сильного сечения близок к тому, что мы имеем дело уже не с двумя относительно обособленными частями энергосистемы, а с их срастанием, с плотной сетью. Такой сети посвящен следующий раздел.

Заметим кстати, что увеличение пропускной способности гораздо более благоприятно, если оно идет в запас, не связано с увеличением передаваемой в сечении мощности.

6.3.3. Обвал напряжения в плотной сети

Обсуждая аварийные процессы в плотной сети, нельзя забывать о том, что такого рода сеть свойственна регионам с большой плотностью населения, с развитой экономической деятельностью и, возможно, с важными центрами управления функционированием общества. Развитие аварии в такой сети случается редко, но все-таки не исключено совсем. Такая сеть может работать без значительной аварии десятки лет, но когда авария возникает, последствия оказываются катастрофическими.

Вспомним, что процесс, начатый с повреждения одной части плотной сети, может получить медленное, постепенное продолжение в другой части. Понижение напряжения, являясь, по суще-

ству, локальным явлением, постепенно может широко прорасти, пройти волной по плотной сети вплоть до ее границ. Вполне очевидно, что результат такого процесса катастрофичен, он недопустим.

Примеры подобного явления довольно подробно описаны в параграфах 4.2 и 4.3, а его сущность представлена в 4.4..

Особенное внимание к этой проблеме сегодня естественно; оно объясняется все возрастающей ее актуальностью и ее недооценкой в прошлом. Передача мощности от удаленных по тем временам электростанций практиковалась уже с 1930-х годов, и проблема параллельной работы тогда же была осознана, а плотные электрические сети создавались еще мало где и не слишком расширялись. Актуальность проблемы растет с ростом плотности населения, с появлением мегаполисов.

Недооценка проблем плотной сети ярко выразилась в том, что в нормативных материалах СССР об угрозе напряжению в сетях сказано мало, не в пример довольно подробным указаниям о запасе пропускной способности связей и сечений энергосистемы.

Кстати, и разработчики противоаварийной автоматики, в том числе и автор, долгое время были так заняты связями, что до плотных сетей руки не доходили, и серьезного опыта в этом деле до сих пор мало. Требования к пропускной способности, сформированные применительно к связям и сечениям, затем по инерции безуспешно пытались применить к плотным сетям. Казалось (в свое время и автору тоже), что сеть необходимо создавать так, чтобы она была устойчива сама по себе. Однако это получается далеко не в полной мере, и управлять плотными сетями приходится. Средства же противоаварийного управления сегодня таковы, что оно (управление) вполне возможно, но они не могут быть скопированы с управления связями.

Какие управляющие воздействия нужны для плотной сети? В районе, где снизилось напряжение, нужно использовать средства, поддерживающие напряжение, в том числе – ступенчатое отключение нагрузки. Вне зависимости от места снижения напряжения полезна разгрузка сети от транзитной мощности, видимо, слишком большой для нее в сложившихся условиях. С чего начинать – то ли отключать нагрузку, то ли снижать транзитную мощность – нужно решать с помощью анализа возможных в сети аварийных ситуаций.

6.3.4. Проблема сложности энергосистемы

Со временем в энергосистемах становится все больше таких районов, при управлении которыми существенную роль играет факт их сложности. В них очень многое сильно и часто изменяется: потоки мощности, напряжения, состав оборудования, – и область тех состояний, в которых система работает устойчиво, исключительно многомерна и изменчива. Поэтому противоаварийные управляющие воздействия нужно формировать в зависимости от многих характеризующих состояние энергосистемы факторов. На практике же количество учитываемых факторов, неизбежно ограничивается трудностью сбора, передачи и обработки информации, более того – невозможностью все это осмыслить персоналу, и это может привести к управлению, которое или недостаточно, или избыточно, или не является оптимальным по наносимому ущербу. Это – проявление известной проблемы управления сложным объектом, проблемы, к сожалению, далекой от решения.

В многоузловой энергосистеме ответственность каждого сечения велика, и, отсюда, становятся более строгими требования к управлению – ведь неуправляемое разделение энергосистемы в одном из ее сечений создает опасность последовательной перегрузки других сечений и разрыва в них. Такое развитие аварии возможно даже в том случае, если сечение-виновник столь слабо, что, будь оно единственным, о параллельной работе через него можно было бы не очень заботиться.

Если управление в некотором районе энергосистемы выполняется локально, только в интересах сечения данного района, то оно не меньше, чем первоначальное аварийное событие, может вызвать перегрузку другого сечения в этом же или в другом районе. Чтобы исключить этот недостаток нужно локальное управление надстроить иерархической системой координации, которая должна учесть реальный многоузловой характер энергосистемы с ее многочисленными плотными сетями и сечениями между ними.

Таков парадокс укрупнения и расширения энергосистем: решая одну проблему – экономическую проблему питания потребителей электроэнергии путем совместного экономически выгодно-

го использования ее источников, создается другая проблема – как обеспечить надежность этого питания и живучесть этой энергосистемы. В этом деле имеется две важнейшие стороны: повышение управляемости энергосистемы как объекта управления и совершенствование ее системы противоаварийного управления.

6.3.5. Сценарии аварийных событий

Не исключено, что внимательный читатель дополнительно к тому, что рассказано в главе 4 о разветвленных процессах больших аварий, захочет обозреть указанные выше опасности и сложности гораздо более конкретно и наглядно. Чтобы удовлетворить такое желание, далее рассмотрены четыре сценария протекания аварии в довольно простой, но характерной структуре энергосистемы, показанной на рисунке 6.5.

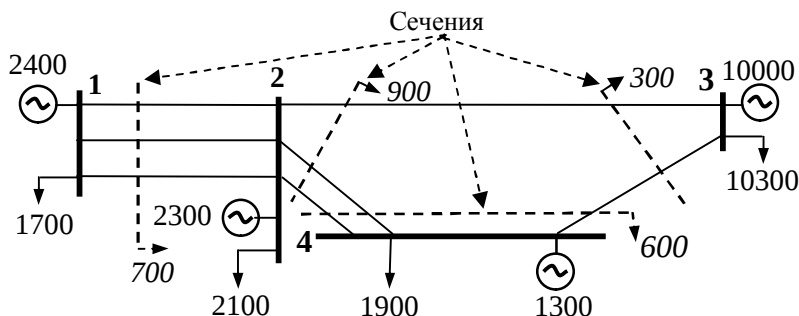


Рис. 6.5. Схема с четырьмя концентрированными узлами и четырьмя сечениями между ними

У генераторов и нагрузок в узлах 1, 2, 3 и 4 указаны их мощности, генерируемые и потребляемые непосредственно перед возникновением первого повреждения. Аналогично указаны мощности, передаваемые в сечениях. Все эти мощности даны в мегаваттах.

На следующем рисунке 6.6 одно из сечений рисунка 6.5, сечение между узлами 1 и 2, выделено особо, и его окружение показано более обобщенно: в узел 2, наряду с собственными генераторами и нагрузками, включены генераторы и нагрузки узлов 3 и 4 рисунка 6.5. Это сечение проходит по трем связям (или, воз-

можно, по трем конкретным линиям электропередачи), которые транспортируют избыточную мощность узла 1. Его нагрузка мощностью невелика по сравнению с объединенным узлом 2, представляющим в данном случае всю остальную энергосистему.

В обоих узлах отдельно показаны воздействия на энергосистему, которыми располагают эти узлы: генераторы и нагрузки, которые могут быть отключены автоматикой. Где находятся те воздействия, которые приписаны объединенному узлу 2, в конкретном узле 2 или в узлах 3 и 4, – не известно, хотя это не безразлично для этой, приемной, части энергосистемы.

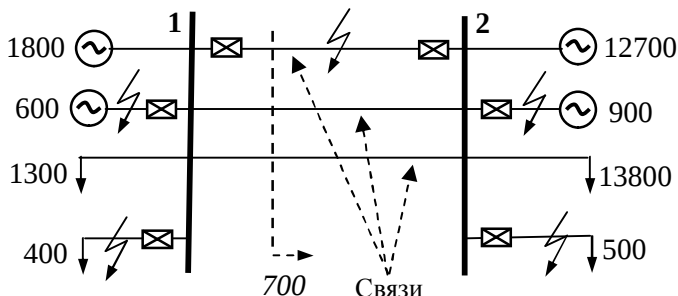


Рис. 6.6. Схема с двумя узлами и одним сечением между ними; узел 2 составлен как сумма узлов 2, 3 и 4 из рис. 6.5

Теперь нафантазируем несколько сценариев тех аварий, которых можно опасаться и которые нужно предупредить в имеющейся структуре.

Первый сценарий – беспечный

Повреждение и отключение одной из связей 1–2 может привести к тому, что пропускная способность сечения 1–2, скажем, 500 МВт окажется теперь меньше той мощности 700 МВт, которая передавалась перед повреждением и должна была бы передаваться после него.

Если не принять незамедлительных мер к разгрузке сечения, то нарушится параллельная работа отправного узла 1 с приемным узлом 2, возникнет асинхронный ход, и его нежелательное влияние на работу генераторов и потребителей в узлах 1 и 2 должно быть возможно быстрее прекращено действием устройств авто-

матики на отключение двух оставшихся в сечении 1–2 связей. Пусть это отключение прошло успешно.

Случившаяся потеря приблизительно 5% от суммарной мощности узлов 2, 3 и 4 ведет к понижению частоты на $1\div 2$ Гц, к реализации мобильного резерва мощности генераторов в этих узлах и к все-таки возможному отключению небольшого количества потребителей устройствами автоматики, реагирующей на понижение частоты.

Если бы между узлами 2, 3 и 4 не было сравнительно слабых сечений и эти узлы составляли один концентрированный узел, то дело на том бы и кончилось. Однако, процесс осложняется тем, что на самом деле потерю 700 МВт ощутит в основном самый крупный из этих узлов, узел 3, он «поможет» узлам 2 и 4, из-за этого мощность через сечение 2;4–3 сменит направление и может перегрузить это сечение в сторону, обратную показанному на рисунке 6.5. В этом случае параллельная работа нарушится и в этом сечении, и устройства автоматики должны будут прекратить асинхронный ход отключением связей 2–3 и 4–3.

После потери этих связей дефицит мощности $700 - 300 = 400$ МВт ложится только на узлы 2 и 4, он составляет 10% от суммы нагрузок этих узлов. Угроза недопустимого понижения частоты потребует автоматически отключить в этих узлах заметную часть потребителей – 5% или больше.

Как видим, аварийный процесс, начавшийся простым отключением линии и сравнительно благополучно развивавшийся по путям нарушения параллельной работы, привел к разделению энергосистемы на три части и к потере заметной доли потребителей в двух ее узлах. Благополучие же заключается в том, что не разделились узлы 2 и 4, иначе в узле 4 возник бы дефицит мощности, составляющий больше 30% от мощности нагрузки узла и создающий в нем очень большие проблемы.

Второй сценарий – сохранение параллельной работы

Рассматриваем то же самое начало – повреждение и отключение одной из связей 1–2, но с участием автоматики, сохраняющей параллельную работу.

Чтобы избежать нарушения в сечении 1–2, автоматика должна быстро разгрузить оставшиеся в нем связи на $200 \div 300$ МВт. Для этого можно в узле 1 отключить генераторы, которые до аварии несли нагрузку $200 \div 300$ МВт, а в объединенном узле 2 сбалансировано отключить потребителей на ту же мощность. Сечение 1–2 неминуемо разгрузится, ведь тем самым узел 1 потерял возможность передавать избыточную мощность, а объединенный узел 2 избавился от нужды принимать такую же нужную ему мощность.

Заметим, что эти два отключения не изменяют частоту.

Если теперь опять вспомним, что за реальным узлом 2 находятся узлы 3 и 4, присоединенные к нему не слишком сильными связями, то окажется, что предпочтительное конкретное место отключения – самый дальний узел 3. Такое отключение, во-первых, разгрузит также сечения 2–3;4 и 2;4–3 и тем самым повысит устойчивость энергосистемы в целом и, во-вторых, коснется лишь незначительной части потребителей этого самого крупного узла нагрузки.

При показанных на рисунке 6.5 направлениях мощности в сечениях имеется возможность оптимизации управляющих воздействий – можно значительно уменьшить отключение нагрузки и скомпенсировать эту экономию небольшим увеличением отключения генераторов. Эта возможность объясняется тем, что воздействие в относительно малом узле 1 значительно сильнее разгрузит сечение 1–2 по сравнению с таким же по величине воздействием в большом приемном узле, и поэтому отключение генераторов в данном случае эффективнее отключения потребителей той же мощности.

Такого рода решение приятно для энергосистемы и тем, что ей обычно проще и дешевле отключить часть своих собственных генераторов (или быстро разгрузить часть своих турбин), чем выбирать наименее чувствительных потребителей электроэнергии и посылать команды на их отключение.

Понятна и другая, менее приятная сторона дела: преимущественное отключение генераторов по сравнению с отключением потребителей несколько понизит частоту в энергосистеме.

Преимущество этого сценария над первым очевидно, но требует, чтобы энергосистема располагала автоматикой, предупреждающей нарушение параллельной работы.

Третий сценарий – опять беспечный

На рисунке 6.7 узлы 1 и 2 с рисунка 6.5 объединены в один объединивший их узел 2, зато показан более подробно концентрированный узел 4. Он представлен четырьмя шинами, от каждой из которых через не показанную на рисунке распределительную электрическую сеть питается нагрузка; три из них имеют собственные генерирующие источники.

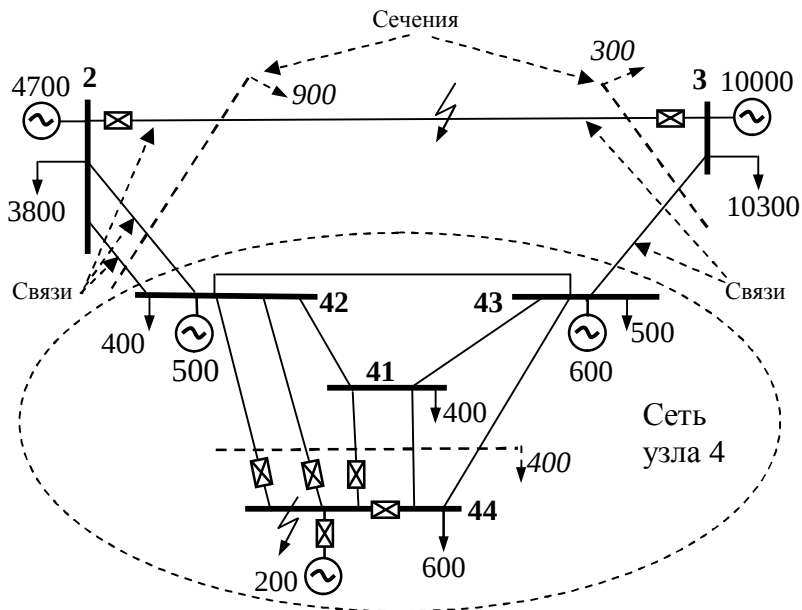


Рис. 6.7. Схема с развернутой плотной сетью в узле 4 и свернутыми вместе узлами 1 и 2 из рис. 6.5

Повреждение и отключение связи 2–3 может создать перегрузку связей 2–42 и 43–3 и нарушения параллельной работы по сечениям, проходящим через эти связи и отключенную связь; вряд ли можно ожидать того же по сечениям внутренней плотной сети узла 4. Впрочем, при показанных на рисунке потоках мощ-

ности вероятнее нарушение по связи 2–42. После возникновения на ней асинхронного хода и ее автоматического отключения почти весь дефицит мощности $900 - 300 = 600$ МВт, имеющийся в узле 4, должен будет покрыт по связи 43–3 от большого узла 3. Это может вызвать перегрузку этой связи в направлении, обратном доаварийному направлению, нарушение параллельной работы по этой связи и ее потерю вслед за связями 2–42. Тогда указанный дефицит вызовет недопустимое понижение частоты в сети узла 4 и необходимость отключения там большей части потребителей устройствами, реагирующими на это понижение.

Видим, что процесс пришел к тому же итогу, который упомянут в конце первого сценария.

Предотвратить такую неприятность можно автоматикой, которая для этого должна отключить несколько сотен мегаватт генераторов в узлах 1 и 2 (лучше – в узле 1) и приблизительно столько же нагрузки в узлах 4 и 3 (лучше – в узле 3). Такой сценарий получился бы похожим на второй сценарий, и его рассматривать дальше не стоит.

Четвертый сценарий – повреждение внутри плотной сети

Рассматривается повреждение внутри узла 4 – на левой секции шины 44; происходит ее успешное отключение релейной защитой и соответствующими выключателями. Заметное изменение частоты и тем более нарушение параллельной работы в этом случае маловероятны.

Зато вполне вероятны другие опасности. Дефицит мощности в узле 4 увеличился на 200 МВт, и дополнительные потоки мощности легли на сильно ослабленную сеть, питающую шину 41 и правую секцию шины 44. Это может термически перегрузить оставшиеся немногочисленные линии, питающие эти шины, и увеличить потери напряжения в них, создавая недопустимое понижение напряжения на этих шинах. Возникает опасность отключения перегрузившихся линий и остановки потребителей, и эти явления могут распространиться на другие линии и другие шины.

Чтобы прервать опаснейший процесс требуются действия, направленные на разгрузку перегрузившихся линий и непосредст-

венно для подъема напряжения. Эти действия – отключение части потребителей, питающихся от шин 41 и 44. (Более подробно о развитии такого аварийного процесса и о противодействии ему рассказано в §4.4.)

Таким образом, видно, что даже в довольно простой энергосистеме, показанной на рисунках 6.5, 6.6 и 6.7, возможны совершенно разные аварийные ситуации, требующие во всех случаях непростых противоаварийных воздействий, которые соответственно ситуации должны быть выполнены в разных частях энергосистемы. Для этого, с одной стороны, она должна быть оснащена гибкой системой противоаварийной автоматики, а с другой стороны, и это, вероятно, – главное, она должна быть приспособлена к управлению. Последнее означает, что в ней должны быть осуществимы аварийные, т.е. быстрые, за десятые доли секунды, изменения и генерируемой, и потребляемой мощности, а также на самый худой конец – разделение сети на независимые друг от друга приблизительно сбалансированные по мощности части.

§6.4. Начало противоаварийной автоматики

Хотя многое о развитии противоаварийной техники уже было сообщено параллельно с рассмотрением аварий, здесь можно познакомиться с несколькими любопытными эпизодами, касающимися также внешней, организационной стороны дела.

Уже в начале 1930-х годов стало выясняться, что необходимость передачи электроэнергии к потребителям от удаленных от них источников вызывает потребность в некой автоматике, которая потом, в 1960-х годах, была названа противоаварийной. Побудительным мотивом явилось то, что в то время наблюдались частые аварии из-за медленного отключения коротких замыканий: релейная защита действовала медленно, а выключатели еще медленнее. Вниманию было сосредоточено на возможности сохранить параллельную работу тепловой станции с остальной энергосистемой путем быстрой разгрузки паровых турбин. С этой целью были выполнены очень важные исследования и затем эксперименты (раздел 3.5.3). Попутно было разработано реле, которое выявляло резкое уменьшение мощности, свойственное началу КЗ, – видимо, первое реле, созданное специально для противоаварийной автоматики.

Обстановку, в которой это было совершено, хорошо характеризует тот номер журнала (Электрические станции №6 за 1937 год), в котором напечатана пре-

красная статья о разгрузке турбин. Он открывается передовой статьей от имени редакции, в котором критически бичуется вредительство в энергетике и самокритично признается слабая борьба с ним в редакции. Согласно статье, вредительство выразилось в создании целого ряда недостатков энергосистем, в том числе и в частых отказах выключателей, слишком длительном отключении КЗ, низком напряжении в сети и т.п. Судя по тому, что уже следующий номер журнала выпустил другой состав редакции, самокритика, предпринятая, как тогда было принято, прежним составом, не спасла его. Что же касается искоренения вредителей и редакторов, то оно прошло более успешно, чем устранение недостатков, часть которых жива и сейчас.

Об аварии в Москве 18.12.1948 уже упомянуто в разделе 4.1.1. Эта авария не была приписана вредительству, но все равно крепко запомнилась энергетикам. Память об авариях и об их тяжелых последствиях для причастных и не причастных диктовала энергетикам в СССР скрупулезное выполнение своих обязанностей в течение еще нескольких более мягких десятилетий. Этому же способствовало премирование эксплуатационного персонала за безаварийную работу: премия исчислялась каждому сотруднику персонально вплоть до 56% от оклада, но нарастала постепенно в течение года отсутствия аварии по его вине; потерять ее и оказаться на обычном для инженера очень скромном окладе было большой неприятностью (как это однажды коснулось автора – в разделе 3.6.3).

Поводом для развития противоаварийной автоматики в СССР послужило сооружение линий электропередачи 400 и 500 кВ, идущих к Москве от крупных гидростанций на Волге. Очень нестандартные пусковые ситуации и опыт эксплуатации выявляли все новые требования к автоматике этих линий, и это приводило к тому, что она усложнялась и усложнялась. В этом деле громадную роль сыграли специалисты, осуществлявшие диспетчерское управление центральными энергосистемами СССР (ОДУ ЕЭС Центра).

В этой тогда совсем небольшой организации, которая занималась только техническими вопросами, ее начальник К.Т. Нахапетян собрал инженеров очень высокой квалификации и ответственности, выходцев, в основном, из Московской энергосистемы, и командовал ими, разумно предоставляя им возможность помногу работать. При этом он не щадил и себя. Например, он долгими вечерами не отпускал от себя автора этого текста, стараясь вникнуть в каждое указание той программы испытаний электропередачи, которую ему предстояло утвердить своей подписью. Хотя его ответственные специалисты уже согласовали программу и непосредственным выполнением программы будут руководить его же опытные операторы, он хотел и сам все понять и поверить в правильность операций. На отговорку автора, что не совсем ясное указание вставил такой-то важный специалист, Нахапетян темпераментно ответил: «Других не знаю! Ты принес это, ты и отвечаешь!»

Именно его специалисты обратили внимание проектных и научных организаций, а также руководства министерства на необходимость развернуть работу в области противоаварийной автоматики и доказали ее эффективность на практике.

Название этой автоматики возникло несколько впопыхах. Участвовали следующие лица: А.М. Федосеев – тогда он заведовал кафедрой релейной защиты и автоматики в Московском энергетическом институте (МЭИ) и одновременно руководил отделом того же профиля (и еще устойчивости энергосистем) в институте Энергосетьпроект; В.М. Ермоленко – тогда он руководил проектированием релейной защиты и автоматики в том же отделе и одновременно был доцентом на той же кафедре; автор – в то время руководитель маленькой группы автоматики у Ермоленко.

Федосеев вызвал к себе Ермоленко и с ним автора. Ему нужно было представить начальству какую-то важную бумагу, в которой он хотел похвастаться, как хорошо выполняется указание заниматься тем, чем занимались у него мы. Термины же системная автоматика и режимная автоматика, тогда уже применявшиеся в верхних диспетчерских кругах, его смущали: один – своей неопределенностью, другой – видимо, ассоциацией с лагерной тематикой, тогда несколько легализованной и воспринимавшейся очень живо. Этого он, конечно, объяснить при мне не стал, он мыслил сухо и не любил пространных разговоров. Он лишь попросил быстро придумать что-нибудь более приемлемое. Ермоленко отнесся к этому прохладно, автор же по молодости лет заинтересовался и предложил этот самый термин «противоаварийная автоматика», который уже где-то промелькнул. Федосееву такой корявый термин, естественно, не понравился, но мы ничего более изящного придумать не могли, он тоже, да и некогда ему было. С тех пор так и говорят. Некоторое время после этого говорили еще «противоаварийная режимная автоматика», но это еще более громоздко. Менее всего это название нравилось машинисткам, они упорно писали «противопожарная», но со временем и они привыкли.

Обязательность разрабатывать автоматику, необходимую в связи с сооружением нового энергетического объекта, была введена чисто бюрократическими путями. Во время очередной кампании по пересмотру государственных ценников на проектные работы Н.Е. Рибель (ближайший помощник Ермоленко) несколько глумливо озадачил автора, почему бы, мол, не предложить рядом с давно существовавшим ценником на релейную защиту еще и ценник на противоаварийную автоматику, тем более что наверху о ней модно упоминать. Автору это было внове, и он придумал для оплаты по ценнику несколько достаточно неопределенных позиций. Благодаря красноречию и авторитету Рибеля, этот ценник был защищен и утвержден, и, значит, появилось законное право и чуть ли не обязанность включать разделы по противоаварийной автоматике в документацию и в сметы на строительство объектов электроэнергетики.

Затем при очередном пересмотре «Правил устройства электроустановок» раздел о противоаварийной автоматике аналогичным образом был включен и туда. Это сделало ее применение обязательным, и с 1960-х годов разработка противоаварийной автоматики стала неотъемлемой частью проектной работы по наиболее крупным энергетическим объектам.