

Глава 4

Пять крупнейших аварий в энергосистемах

Большая авария в энергосистеме не замыкается только внутри энергосистемы; такую аварию, подобно стихийному бедствию, болезненно переживают много, иногда миллионы, людей, которым до того казалось, что они связаны с источником комфорта только выключателем света и розеткой на стене да вдобавок счетом за электричество.

Энергосистемы претерпевали много аварий, каждая из которых считалась крупнейшей, они одна за другой ставили рекорды своего времени по наносимому ими ущербу, – социальному, психологическому и экономическому. Ярче других запомнились аварии в индустриально развитых странах, где от электроснабжения, которое стало нормой, сильно зависит всё: и быт населения, и экономика, и культура, и управление. Некоторые примеры крупных аварий описаны в книгах об энергосистемах [2, 12, 15]. Однако, анализ аварий, пусть даже очень поучительных с профессиональной точки зрения, не является целью данного изложения.

Здесь в общих чертах описаны те аварии, которые во многих отношениях кажутся наиболее показательными в качестве аварий в любых крупных технических системах.

Изложение начинается с двух аварий, которые внешне похожи охватом большого и исключительно протяженного энергообъединения СССР, но закончились очень различно. Затем описаны две качественно иные аварии в Северной Америке, и в завершение данной главы предстоит вернуться в Москву, где произошла такого же рода авария, как вторая из американских, но меньшего масштаба.

§4.1. Аварии в СССР

4.1.1. Обстановка

На нашей памяти наиболее значимая авария случилась в Москве 18 декабря 1948 года. В результате ряда аварийных событий произошла почти полная потеря электроснабжения города с его властными учреждениями, предприятиями, метро, жилыми районами. Авария началась с отключения линий 220 кВ, по которым передавалась городу значительная мощность от верхневолжских гидроэлектростанций, продолжилась потерей связей с тепловыми станциями, расположенными южнее Москвы, и завершилась остановкой почти всех городских теплофикационных станций. К счастью, одна из них (станция автомобильного завода) вместе со своими потребителями своевременно отделилась от остальной сети и благодаря этому продолжала действовать. От этой станции удалось подать напряжение другим станциям для питания их собственных двигателей и восстановления их работы.

Хотя первый серьезный интерес к проблемам параллельной работы энергосистем возник раньше, в начале 1930-х годов практически одновременно в СССР и в США, необходимость развития противоаварийного управления в СССР была понята несколько позже, а в США – еще позже (сведения об этом можно найти в [2, т. 1, стр. 31, 32]). В СССР на это обратила внимание упомянутая авария 1948 года, а со второй половины 1950-х годов развитие решительно ускорилось – в связи с вводом в работу линий электропередачи напряжением 400 и затем 500 кВ, идущих к Москве от двух крупных гидроэлектростанций, расположенных на Волге: первая – немного выше Самары, затем вторая – немного выше Волгограда. С тех пор создание противоаварийной автоматики было осознано как неотъемлемая часть строительства наиболее крупных электроэнергетических объектов.

Авария, которая произошла в США 9 ноября 1965 года (раздел 4.2.1), вызвала значительные дискуссии в СССР о надежности и живучести больших энергосистем и о роли автоматики. В США комиссии высокого уровня анализировали эту аварию и выработывали рекомендации. Одна из них пригласила С.С. Рокотяна,

главного инженера института «Энергосетьпроект», под руководством которого работал автор, чтобы выслушать его мнение, вытекающее из другого опыта. Оно, естественно, заключалось в том, что надежность и живучесть большой энергосистемы достигается не только строительством электростанций и усилением сети линий электропередачи, это необходимо, но и централизованным в каких-то пределах оперативным управлением и противоаварийной автоматикой. Это было названо «тощий план». Не удивительно, что был принят почти исключительно «жирный план», обещавший большое финансирование строительства новых энергообъектов.

В СССР к этой аварии отнеслись как к очень поучительному примеру, который вскрыл новые опасности; в данном случае учились не на своих, а на чужих ошибках. Кстати, и отсутствие средств на дополнительное сверх самого необходимого строительство влекло скорее к тощему плану. Сумма всего этого способствовала расширению работ в противоаварийной области.

Указанные обстоятельства привели к тому, что изложение хода аварии в СССР невозможно без упоминания сопутствующих ему действий противоаварийной автоматики.

Называя эти действия и их последствия и при этом не имея возможности проанализировать уместность или неуместность вмешательства в аварийный процесс той или иной конкретной автоматики, автор воздерживается от суждений на этот счет.

Можно только высказать предположение, основанное на теоретических исследованиях и на опыте, что некоторые из устройств, по ходу процесса выявивших повышение передаваемой по связи мощности и подавших такие команды, как будто это повышение было опасно для параллельной работы частей энергосистемы, на самом деле подействовали излишне. Не исключено, что и без их действия параллельная работа сохранилась бы, а дальнейший процесс пошел бы более удачно. Пример такого рода уже приведен в разделе 3.4.2.

4.1.2. Авария протяженностью от Забайкалья до Берлина

Эта авария прокатилась 31 мая 1979 года по почти всему громадному энергообъединению, простиравшемуся от Забайкалья до Берлина. Все его генераторы работали перед аварией на общую сеть переменного тока, параллельно друг с другом, на одной час-

тоте. Авария разделила его на части и лишила энергоснабжения много потребителей электроэнергии.

Исходное состояние энергообъединения

На рисунке 4.1 представлены главные крупные части этого энергообъединения, содержащие электростанции и нагрузку своих потребителей.

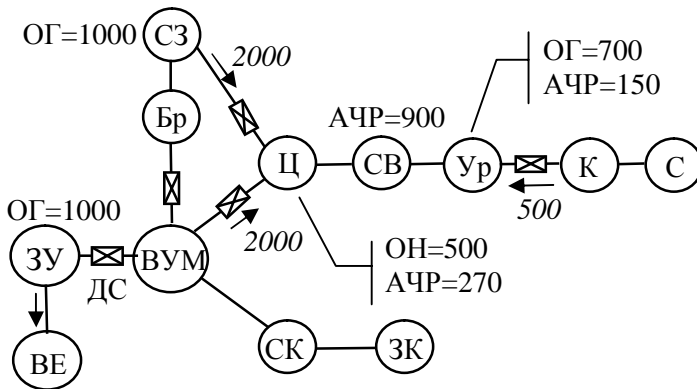


Рис.4.1. Схема энергообъединения к аварии 31.05.1979 в СССР

Эти части изображены в виде окружностей и названы следующим образом:

- ВЕ – страны восточной Европы,
- ЗУ – западная часть Украины,
- ВУМ – восточная часть Украины и Молдавия,
- Бр – Белоруссия,
- СЗ – Северо-Запад России и Прибалтика,
- Ц – центр европейской части СССР,
- СВ – район Средней Волги,
- СК – Северный Кавказ,
- ЗК – Закавказье,
- Ур – Урал,
- К – северная часть Казахстана,
- С – Сибирь (район России восточнее Урала до Иркутска).

Указанные части энергообъединения соединены между собой электрическими связями, каждая из которых вне зависимости от

того, образована ли она одной или несколькими линиями электропередачи, изображена на рисунке в виде одной прямой линии. Рядом с некоторыми связями показаны направление мощности, которая передавалась по связи непосредственно перед аварией, и величина этой мощности в мегаваттах.

Рядом с теми из частей энергообъединения, в которых в процессе аварии были выполнены противоаварийные команды автоматики, указаны значения этих воздействий в мегаваттах. Они обозначены:

ОГ – отключение части генераторов для сохранения параллельной работы,

ОН – централизованное отключение части нагрузки потребителей с той же целью,

АЧР – децентрализованное отключение части нагрузки потребителей для предотвращения недопустимого понижения частоты.

Кроме этих воздействий, перекрещенным прямоугольником показано обозначенное как ДС разделение энергообъединения путем отключения связи между восточной ВУМ и западной ЗУ частями Украины (это ДС уже упомянуто в разделе 3.4.2).

К этому времени была замкнута связь напряжением 330 кВ между энергосистемами Украины и Белоруссии (на рисунке связь ВУМ–Бр), значительно более слабая, чем связи ВУМ–Ц и СЗ–Ц, что образовало в энергообъединении, имевшем до того цепочечную структуру, четырехугольник ВУМ–Бр–СЗ–Ц. Это усложнение структуры энергообъединения, судя по развитию аварии, не нашло должного отражения в устройствах автоматики.

В силу ряда обстоятельств образовалось не совсем типичное состояние энергообъединения: дефицит мощности в районе частей Ц, СВ и Ур потребовал передачи туда значительной мощности по связям СЗ–Ц, ВУМ–Ц и К–Ур.

Протекание аварии

Она началась с простейшего и не очень важного случая: возникло КЗ на одной из линий 330 кВ связи ВУМ–Ц, и эта линия отключилась.

Такой же случай имел место и несколько дней до аварии, но он, подобно многим другим случаям, не сопровождался неблагоприятным развитием. Тогда после отключения линии успешно действовала автоматика и, чтобы оставшиеся в работе линии связи ВУМ–Ц и ВУМ–СЗ–Ц не перегрузились, она отключила в части ВУМ генераторы и в частях Ц и СВ потребителей – общей мощностью приблизительно по 500 МВт.

В данном же случае генераторы в части ВУМ успешно отключились, но отказала аппаратура телепередачи команды автоматике на отключение потребителей, и это отключение не состоялось. Поэтому последовала перегрузка связи ВУМ–Ц и нарушение устойчивости параллельной работы по ней.

Дело осложнилось тем, что одновременно со связью ВУМ–Ц перегрузились и обходная цепочка связей ВУМ–Бр–СЗ и СЗ–Ц. Параллельная работа по ним тоже нарушилась, причем особенно пострадали потребители на территории северной Украины и Белоруссии, по которой проходит связь ВУМ–Бр (после этой аварии связь ВУМ–Бр благополучно отключили снова).

Устройства, предназначенные для ликвидации асинхронного хода, правильно отреагировали на нарушения параллельной работы отключением всех линий, образующих связи указанного кольца. В результате этого в отделившихся друг от друга частях энергообъединения внезапно образовались значительные несоответствия между генерируемой и потребляемой мощностями, короче – *аварийные небалансы мощности*.

Избыток мощности, образовавшийся в объединениях ВУМ, ЗУ, СК и ЗК, привел к увеличению мощности, передаваемой по связи ЗУ–ВЕ. Это выявила автоматика, которая дала команду выделить только небольшую часть этого района, а именно ЗУ, на работу с приемной частью ВЕ, т.е. произвести ДС между частями ВУМ и ЗУ, и вместе с тем отключить в ЗУ избыток генераторов. Естественно, это привело к понижению частоты в ВЕ и, возможно, к автоматическому отключению там небольшой части потребителей.

Дефицит мощности в объединениях Ц, СВ и Ур привел к перегрузке связи К–Ур, к асинхронному ходу по ней и к действию устройств, ликвидировавших его отключением этой связи.

В результате отключений внешних связей, части Ц, СВ и Ур отделились от остальных частей, потеряв: 4500 МВт передаваемой к ним мощности и еще 700 МВт мощности собственных генераторов, автоматически отключенных для разгрузки внутренних связей, входящих в Ур. Это вызвало понижение частоты в этих частях, а остановила это понижение система АЧР, децентрализованно отключив потребителей общей мощностью 5100 МВт.

Перегрузка некоторых внутренних связей в объединениях Ц и СВ привела к неуправляемой потере части потребителей общей мощностью приблизительно 900 МВт.

Сообщается, что операторы уже через 10 мин после начала процесса включили в работу почти все отключенные генераторы и еще через 13 мин восстановили всю схему энергообъединения и подали напряжение отключенным подстанциям. Если эта быстрота действий не преувеличена, то она заслуживает восхищения. О том, когда напряжение было подано потребителям и когда они смогли его использовать, не сообщается.

Итоги

Сравнение данной аварии с предшествующим ей случаем показывает эффективность первого эшелона противоаварийной автоматики, предназначенного для сохранения параллельной работы: в предшествующем случае всё ограничилось совсем небольшими потерями генераторов и потребителей по сравнению с данной аварией, которая охватила все энергообъединение. Вместе с тем оказывается невозможным игнорировать некоторую вероятность отказа какой-то из подсистем автоматики (в данном случае проявилась недостаточная надежность отключения потребителей). Дальнейшее катастрофическое развитие аварии прервано и введено в управляемое русло действиями по решительному прекращению асинхронного хода и затем по предотвращению слишком глубокого понижения частоты. Тем самым авария наглядно подтвердила, что построение противоаварийной автоматики в виде эшелонированной системы настоятельно необходимо.

Под эшелонированной системой автоматики, как уже обсуждалось в разделе 1.3.3, понимается такая система, в которой сле-

дующая подсистема вступает в действие после предыдущей подсистемы. Для этого возможны два повода: или отказ предыдущей подсистемы или ее правильное действие, которое, однако, не смогло привести к полному успеху, поскольку эта подсистема по принципу действия не может полноценно выполнить всё то, что требуется в данной ситуации.

Кстати, возвращаясь в связи с этим к данной аварии, нельзя не отметить, что восстановление баланса мощности после отключения связей вряд ли стоит сваливать на последний эшелон защиты – подсистему АЧР, противодействующую недопустимому понижению частоты; правильной было бы выполнить хотя бы частичное сбалансирование мощности одновременно с действием автоматики, разрывающей связи.

Хотя в данном случае именно отказ автоматики вызвал серьезное развитие аварии, в дальнейшем ее ходе адекватно обстоятельствам действовали десятки автоматических устройств, и они воспрепятствовали неуправляемому процессу катастрофического развала энергообъединения и почти везде предотвратили неуправляемую потерю потребителей, что и позволило оперативному персоналу, как сообщается, быстро привести энергообъединение к удовлетворительному послеаварийному состоянию.

4.1.3. Авария с потерями, но без развала энергообъединения

Данная авария произошла через несколько лет после рассмотренной в предыдущем разделе – 20.06.1985 и завершилась для энергообъединения в целом довольно благополучно, но ценой непомерно больших потерь потребителей.

Исходное состояние энергообъединения

Доаварийная схема показана на рисунке 4.2. Она отличалась от схемы, показанной на рисунке 4.1, в основном, тем, что были отключены связи между частями энергообъединения Ур и К и между частями ВУМ и Бр. Отсутствие этих связей заметно упростило конфигурацию энергообъединения и, наверняка, сыграло благоприятную роль во время аварийного процесса по сравнению с процессом во время предыдущей аварии. Суммарная нагрузка энергообъединения составляла приблизительно 130000 МВт (без ВЕ, К и С).

Большой дефицит мощности в части Ур (2300 МВт) на 80% покрывался избытком мощности в части СЗ, и поэтому связи по направлению СЗ–Ц–СВ–Ур были сильно загружены.

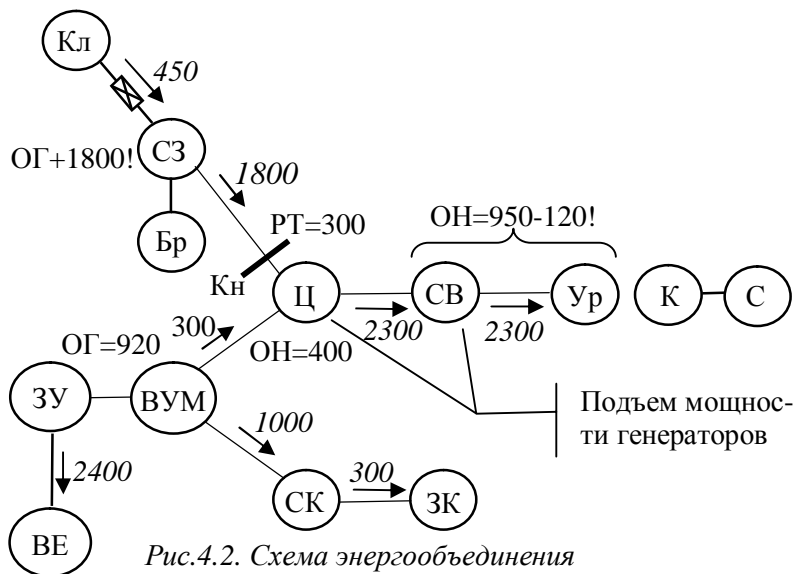


Рис.4.2. Схема энергообъединения к аварии 20.06.85 в СССР

В этот период в СССР имел место большой дефицит энергоресурсов, и несколько лет руководство энергетики считало, что для их экономии полезно снизить потребление электроэнергии путем постоянной работы энергообъединения с пониженной частотой, поскольку при пониженной частоте двигатели потребляют меньшую мощность (то, что продукции получается тоже меньше, странным образом игнорировалось). Поэтому перед моментом возникновения аварии частота составляла всего 49,2 Гц.

Протекание аварии

Утром возникло устойчивое КЗ на землю одной фазы на линии электропередачи кольца линий 500 кВ вокруг Москвы. Линия отключилось, и вследствие этого автоматика, чтобы уменьшить поток мощности от части СЗ, дала команды увеличить мощность

тепловой станции в части Ц и гидростанции в части СВ, а также отключить удаленных потребителей общей мощностью 950 МВт в частях СВ и Ур (последнее потому, что отсутствие подходящих энергоемких потребителей в части Ц заставляло избегать применения там централизованного отключения нагрузки). Эти команды были выполнены (за исключением ОН мощностью 120 МВт в части Ур – из-за аварийного ремонта аппаратуры телепередачи команды).

Однако этих действий оказалось недостаточно: перегрузилась внутренняя линия 500 кВ в части Ц, через которую принималась мощность в эту часть из части СЗ. В ответ автоматика скомандовала: на Конаковской станции (на Севере части Ц; ее шины обозначены Кн) выполнить быструю разгрузку турбин (РТ) на 300 МВт и, кроме того, снизить мощность более удаленных электростанций в части СЗ. Однако, вследствие неисправности аппаратуры автоматики эта команда была выполнена в СЗ крайне избыточно: эти электростанции разгрузились излишне на 1800 МВт.

В результате всех этих действий возник дефицит мощности в частях СЗ, Ц, СВ и Ур, из-за чего опасно увеличилась мощность, передаваемая от части ВУМ в сторону части Ц. Реагируя на это, автоматика на 920 МВт снизила мощность генераторов в части ВУМ и отключила нагрузку мощностью 400 МВт в части Ц (в районе Волгограда). Несбалансированность этого действия, вполне правильная с точки зрения интересов связи ВУМ–Ц, дополнительно увеличила общий дефицит мощности.

Частота в энергообъединении опустилась ниже 49 Гц. В ответ на это автоматика запустила, включила в сеть и загрузила в части ВУМ генераторы каскада гидростанций на Днестре, т.е. подействовала противоположно только что выполненному в этой же части снижению мощности генераторов. Из-за этого вновь перегрузилась связь между частями ВУМ и Ц. На этот раз операторы успели ликвидировать перегрузку снижением мощности только что взявшихся помочь гидростанций.

В связи с понижением частоты, в части СЗ от технологических защит отключился генератор атомной станции; там же произошло нарушение параллельной работы генераторов, расположенных

на Кольском полуострове (на рисунке 4.2 эта часть СЗ обозначена Кл) относительно остального энергообъединения, и по команде устройств прекращения асинхронного хода этот район отделился, имея при этом избыток мощности в 450 МВт. Это отделение дополнительно увеличило дефицит мощности в основной части энергообъединения.

Теперь частота еще понизилась, и подействовали устройства АЧР, препятствующие ее дальнейшему понижению. Они децентрализованно отключили потребителей общей мощностью 1080 МВт и повысили частоту до уровня 48,8 Гц.

Все эти события произошли за 5-6 минут. Уже через минуту операторы начали восстанавливать схему и необходимый в послеаварийных условиях обмен мощностью между частями энергообъединения. Сообщается, что еще через 17 минут они, в основном, справились с этим.

Итоги

Противоаварийная автоматика в ряде эпизодов действовала не совсем правильно или совсем неправильно, а в одном эпизоде – даже чудовищно (зря потеряна мощность генераторов около 1800 МВт!), но затем в другом месте исправляла положение. С сегодняшней точки зрения в этом сказалось вполне естественное для того времени отсутствие координации действий различных устройств автоматики – не забудем, в том числе сильно удаленных друг от друга. В результате аварийный процесс, начатый незначительным отключением линии, постепенно охватил почти все параллельно работавшие части энергообъединения. Но асинхронный ход возник лишь локально – в части СЗ. Мощность упорядоченно отключенных потребителей составила около 1,5% от общей мощности энергообъединения.

Не координированное действие систем противоаварийной автоматики, расположенных в различных районах энергообъединения, многие из которых удалены друг от друга на тысячи километров, является опаснейшим недостатком, который в данном случае счастливо проявился очень щадяще.

Преодоление этого недостатка лежит на пути создания иерархической системы координации управления [2, том 2, с. 289 – 325], что затруднено необходимостью концентрации интеллектуальных усилий и довольно значительных средств.

Теперь вспомним первоначальное возмущение, спусковой толчок данной аварии – всего лишь отключение короткой линии 500 кВ, по которой перед аварией протекала мощность, вряд ли превышающая несколько сотен мегаватт, совсем не критически важной для энергообъединения в целом. А в результате оказались отключенными от электроснабжения потребители общей мощностью приблизительно 3000 МВт, что несопоставимо велико по сравнению со значимостью отключившейся линии. Более того, спусковым толчком аварии, описанной в предыдущем разделе, явилось и еще меньшее возмущение – отключение одной из многочисленных линий 330 кВ.

Ход аварии 20.06.1985 довольно детально реконструировал В.А. Семенов, тогда заместитель главного инженера в диспетчерском управлении энергообъединением страны. Для того времени характерна его оценка аварии в целом: «... разделения ЕЭС на отдельные несинхронно работающие части с погашением большого числа потребителей не произошло». В первой части этого высказывания удовлетворенно отмечен тот факт, что энергообъединение осталось нераздельным, т.е. факт, который верен только относительно связей между основными его частями и, что более важно, имеет скорее психологическое, чем практическое значение. Во второй части не признано большим отключение потребителей общей мощностью 3000 МВт, а между тем, такую мощность потребляет город с количеством жителей побольше миллиона.

Не обратил ли внимание читатель на разительное несоответствие вполне локальных начальных толчков и широко распространенных последствий? Ведь начатые этими толчками аварийные процессы прокатились по громадной территории энергообъединения, и в их результате были потеряны тысячи мегаватт генераторов и потребителей, в том числе и очень удаленных от места толчка. Не возникает ли сомнение в правильности структуры данного энергообъединения, допускающей такое распространение аварии? Может быть, было бы естественным подумать над возможными усовершенствованиями его структуры, чтобы исключить подобный размах аварийного процесса?

Первые сомнения такого рода были высказаны еще в 1932 году. Только через 50 лет, в 1980-х годах, прогресс технических средств сделал возможными аль-

тернативные способы совместной работы генераторов (помимо работы на одной частоте), и тогда от сомнений удалось перейти к конкретным предложениям организовать взаимодействие некоторых частей энергообъединения не на переменном, а на постоянном токе [2, том 1, с. 182-190]. Однако они натолкнулись на глубоко укоренившуюся привычку развивать энергообъединение так, что все его части работают всегда на одной частоте. Этот способ освоен и апробирован большими трудами, и, хотя энергообъединение явно переросло его, изменение подхода оказывается психологически неприемлемым, отторгается. Существенно и то, что прежде получения немалых преимуществ требуется вложить средства, тоже немалые.

§4.2. Аварии в Северной Америке

4.2.1. Знаменательная авария в районе Нью-Йорка

Эта авария случилась 09 ноября 1965 года, и еще долго память о ней оказывала влияние на развитие энергосистем и техники их управления (см. раздел 4.1.1). Здесь бегло напомним ее.

Авария была вызвана последовательностью событий, типичных с сегодняшней точки зрения. Она началось в 17:16 в четырехстах километрах на северо-запад от Нью-Йорка с излишнего отключения релейной защитой одной из пяти линий электропередачи, связывающих гидростанции с канадскими энергосистемами. Затем через секунды отключились остальные четыре перегружившихся линий. Избыточная мощность гидроузла направилась на Восток в США и перегрузила идущие туда линии. Они отключились, после чего приемные районы остались с большим дефицитом мощности. Эти районы не были готовы к потере такой мощности, и спустя несколько минут остановились электростанции и прекратилось электроснабжение в районе Бостона, а еще через несколько минут – в районе Нью-Йорка. Наиболее тяжело проявилась авария в самом Нью-Йорке, где из-за понижения частоты и напряжения потерял электроснабжение почти весь город за исключением двух его районов (и то не полностью), где продолжали работать местные электростанции.

В результате большие территории в США и Канаде с населением больше 20 миллионов человек оставались без электроснаб-

жения около суток. Ущерб от этой аварии оценивался миллиардами долларов.

Связи района Нью-Йорка с районами, передающими в него мощность, а также сам этот район оказались во многих отношениях не защищенными ни от начальной стадии аварии (нарушение параллельной работы), ни от ее последующего развития.

В ходе этой аварии город столкнулся с двумя новыми неприятностями.

Во-первых, восстановление электроснабжения происходило очень медленно. Дело осложнилось невозможностью подать напряжение сразу на большую кабельную сеть, обладающую как конденсатор большой зарядной емкостью и еще не имеющей нагрузки (о том, что воздушная линия электропередачи подобна конденсатору, уже упомянуто в разделе 3.6.1, а кабельная линия – конденсатор с еще большей емкостью). После нескольких неудачных попыток сеть города потребовалось разделить и ставить под напряжение по частям.

Вторая неприятность имела социальный характер: отсутствие освещения в городе привело ночью к мародерству.

В течение ряда лет после этой аварии многое было построено и улучшено (например, к подстанции Ramapo, внешней по отношению к району Нью-Йорка, подошла линия напряжением 500 кВ), но тем не менее аварии не оставили этот район. Следующий раздел посвящен аварии в округе Нью-Йорка, которая вплоть до 2003 года считалась самой большой из аварий в энергосистемах. Хотя эта авария сравнительно локальна, она интересна, поскольку описывается немногочисленными характерными обстоятельствами.

4.2.2. Авария и «ночь страха» в Нью-Йорке

Сведения о состоянии электроснабжения Нью-Йорка непосредственно перед рассматриваемой в данном разделе аварией, о протекании аварии и о послеаварийном восстановлении электроснабжения города взяты из официального материала [9], доступного на многих сайтах интернета, в частности на сайте, указанном в [9]. Много внимания уделено разнообразным видам ущерба, нанесенного этой аварией. Особенно пристально исследован социальный аспект

событий. В качестве примеров можно указать на обширный доклад [10] и на книгу [11]. Оба эти источника доступны в интернете.

Исходное состояние

Авария произошла 13.07.1977. В это время почти весь Нью-Йорк снабжала электроэнергией энергокомпания Consolidated Edison System (для краткости далее ConEd). Перед аварией она имела потребителей общей мощностью 5870 МВт, мощность всех генераторов энергокомпании была намного больше, но перед аварией она снабжала собственными генераторами только чуть больше половины нагрузки потребителей. Остальную часть потребляемой мощности энергокомпания принимала из соседних районов. Они находятся по разные стороны от города, но все так или иначе, крепко или слабо связаны с громадным восточным пулом энергосистем США и Канады, мощность которого во многие десятки раз превышает ту нагрузку, которую имеет ConEd.

Таким образом, район Нью-Йорка при всей его значимости является лишь малой частью этого энергообъединения, и поэтому частота переменного тока в нем, пока он связан с остальной частью энергообъединения, не может отличаться от частоты во всем этом пуле.

На рисунке 4.3 схематично дано географическое расположение района аварии, он прижат к океану и разделен на части широкими водными преградами, что затрудняет энергоснабжение (на рисунке показаны не все протоки). Ориентировочно показана схема основных в этом районе линий электропередачи и подстанций 345 кВ, а также ближайших к этим подстанциям электростанций, в связи с которыми развивалась авария. На рисунке показаны также внешние линии электропередачи: две линии 345 кВ, приходящие на шины BS и BN подстанции Buchanan из районов западнее реки Гудзон, еще две такие же линии, приходящие на подстанцию Mlw из более северных районов, линия 230 кВ, приходящая на подстанцию Gth с Запада, а также кабель 138 кВ к подстанции Jam от энергокомпании северо-восточной части полуострова Лонг-Айленд.

Характерная особенность линий 345 кВ – для экономии занимаемого линиями места по две линии подвешены на одной опоре.

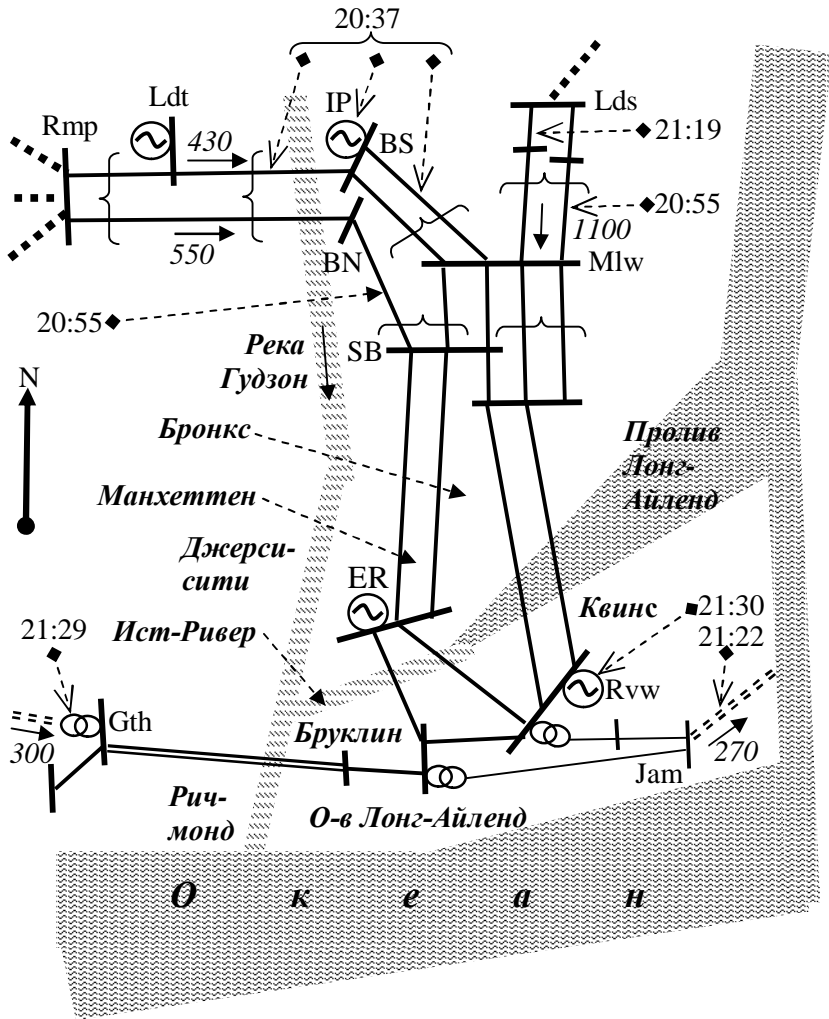










Рис.4.3. Упрощенная схема электроснабжения Нью-Йорка к аварии 13.07.1977

На рисунке применены следующие обозначения:

-  – шины подстанций 345 кВ,
-  – линии 345 кВ и шины подстанций 138 кВ,
-  – линии 138 кВ,
-  – указатель двух линий на одной опоре,
-  – внешние линии 345 и 500 кВ,
-  – внешние линии 230 и 138 кВ,
-  – генератор, станция, присоединенные к подстанции,
-  – автотрансформатор между элементами разного напряжения,
- BS; BN – подстанция Buchanan, вокруг которой бушевала гроза (с шинами, называемыми South и Nord),
- Gth – подстанция Goethals, преобразующая напряжение 345 кВ в напряжение 230 кВ,
- Jam – подстанция Jamaica 138 кВ,
- Lds – подстанция Leeds,
- Ldt – подстанция Ladentown,
- Mlw – подстанция Millwood, вокруг которой бушевала гроза,
- Rmp – подстанция Ramapo,
- SB – подстанция Sprain Brook,
- IP – атомная электростанция Indian Point,
- ER – электростанция East River,
- Rvw – крупнейшая (1000 МВт) внутригородская электростанция East Ravenswood 3, известная также как Big Allis.

У внешних связей показано стрелками направление мощности перед началом аварии, и рядом с ними указаны значения этих внешних мощностей. По этим данным видно, что город получал мощность извне с трех направлений и небольшую часть полученного отдавал в одном направлении, в сторону Лонг-Айленд. Опасный недостаток мощности, вырабатываемой собственными генераторами, которые были в работе перед аварией, частично компенсировался резервами производства мощности, значительными по сравнению с мощностью нагрузки и с мощностью, принимаемой извне. Вращающийся резерв мощности на работающих агрегатах, реализуемый максимум за десять секунд, состав-

лял 20%, а мощность газовых турбин, способных запуститься и принять нагрузку гораздо медленнее, за десять – двадцать минут, – 13%.

Указанный быстро реализуемый резерв мощности, конечно, значителен по сравнению с мощностью нагрузки, но все-таки недостаточен в случае, если за короткое время приемная часть теряет всю мощность, получаемую извне, и на случай такой большой неприятности эта часть должна быть готова к тому, чтобы автоматически отключить до 30% мощности своих потребителей. Это и произошло в ходе аварии, но не остановило ее дальнейшего развития.

Ход аварии

Авария началась в 20:37 жаркого дня в грозу. Удары молний поразили две подвешенные на общих опорах линии электропередачи 345 кВ между подстанциями BS и M1w длиной около 10 км. На рисунке проведены стрелки к поврежденным элементам сети и рядом с каждой стрелкой указан момент повреждения.

Молния может создать на проводах большие напряжения, возникает электрическая дуга между проводами и землей, и линия отключается под действием релейной защиты. В большинстве случаев после отключения линии дуга быстро гаснет, и линия через несколько секунд успешно включается в работу (происходит автоматическое повторное включение – АПВ).

В данном случае АПВ произошло на одной из этих линий, но на другой линии автоматика включения не подействовала.

Хуже того, выключатели на подстанции BS установлены так, что оказалась отключенной от подстанции также питающая линия, идущая от подстанции Ldt, и, кроме того, еще один удар молнии вызвал отключение от подстанции BS генератора электростанции IP мощностью около 900 МВт.

В результате этих отключений питающая район сеть 345 кВ серьезно ослабла, а нагрузка на другие внешние линии увеличилась. Поэтому в 20:45 операторы ConEd пытались дистанционно запустить генераторы, находившиеся в холодном резерве, но безуспешно.

В 20:55 очередной удар молнии привёл к отключению двух линий, идущих от подстанций BN и M1w к узловой подстанции

SB, и, как и в предыдущем случае, одна из них, как раз более важная – от подстанции BN, снова не включилась в работу. А перед этим по ней протекала большая мощность – 1000 МВт, и теперь эта мощность сильно увеличила поток мощности по линиям от Lds до Mlw. На это немедленно и притом неправильно отреагировала релейная защита: под ее действием отключилась одна из указанных линий.

Приблизительно в это же время в связи с неясными обстоятельствами операторы снизили мощность на электростанции ER.

Теперь питающая район сеть 345 кВ дополнительно ослабла, осталась только одна внешняя линия 345 кВ – с Севера. Все эти тяжелые повреждения привели сеть города к состоянию, при котором необходимость приема мощности извне значительно превышала пропускную способность внешних связей.

В 21:14 оператор сети города попросил оператора ConEd «сбросить нагрузку»: сразу отключить потребителей мощностью до 1500 МВт. Вместо этого оператор ConEd пытался снизить нагрузку системы, снижая в два приема напряжение в сети: сначала в 21:14 на 5% и затем в 21:18 еще на 8%.

Тем временем единственная оставшаяся линия 345 кВ от Lds до Mlw, имея нагрузку в 1200 МВт, настолько перегрелась током, что ее провода провисли и из-за этого в 21:19 на ней возникло дуговое замыкание на землю; она отключилась под действием релейной защиты. Одновременно на промежуточной подстанции отключился крупный понижающий автотрансформатор (на рисунке 4.3 не показан).

Теперь остались только две связи городской сети с внешним миром: линия 138 кВ с энергокомпанией северо-восточной части острова Лонг-Айленд через подстанцию Jamaica и линия 230 кВ от подстанции Goethals на Запад (рисунок 4.3). Но эти связи оказались сильно перегруженными, и в результате в 21:22 операторы, опасаясь неприятностей для сети острова Лонг-Айленд, отключили первую из них.

Вслед за этим из-за большого превышения требуемого в Нью-Йорк приема мощности (около 1000 МВт) над пропускной способностью второй из упомянутых связей, нарушилась параллель-

ная работа энергосистемы Нью-Йорка с основной частью энергообъединения, и на линии 230 кВ возник асинхронный ход. Обычная во время такого процесса перегрузка током повредила сложно регулируемый трансформатор линии 230 кВ на подстанции Gth, и в 21:29:41 эта линия отключилась.

Тем самым энергосистема Нью-Йорка оказалась изолированной от остального энергообъединения, превратилась, как говорят, в остров. К этому моменту ее нагрузка составляла приблизительно 6000 МВт и сильно превышала мощность генераторов – на 1700 МВт. Роторы генераторов затормозились, частота переменного тока стала быстро понижаться, и в ответ на это автоматика стала отключать потребителей. Не известно в точности, сколько их было отключено (послеаварийный расчет процесса оценил эту мощность в диапазоне от 1400 до 2200 МВт), но через 2,5 секунды благоприятный результат был достигнут. После отделения энергосистемы понижение частоты остановилось на значении частоты, составившем 96% от нормального уровня, и она, быстро восстанавливаясь, через 6,5 секунд вернулась приблизительно к нормальному уровню.

Казалось бы, аварийный процесс, пусть с большими потерями, но все-таки заканчивается, и это завершение происходит в общем предусмотренным образом, однако возникла следующая крупная неприятность.

Пока была понижена частота, на крупнейшей внутригородской электростанции Rvw слишком затормозились двигатели необходимых для выработки энергии питательных насосов и воздушных вентиляторов. Это привело к скорому, в 21:29:47, отключению электростанции, и тем самым город дополнительно потерял 850 МВт мощности. Из-за еще и этой потери частота стала снова быстро понижаться, но возможности автоматического отключения потребителей были уже исчерпаны, и это добило энергосистему – частота, ступенчато понижаясь по мере потери еще и других электростанций, через приблизительно 5 минут после потери электростанции Rvw составила всего 80% от нормального уровня. В 21:36, т.е. приблизительно через 50 минут после отключения первых линий, остановились все электростанции, и

полностью потеряли питание все потребители, еще не отключенные автоматикой и операторами (не потерял электроснабжение только небольшой район в южной части Квинса: он питался от энергокомпании Лонг-Айленда).

Не исключено, что отключению электростанции Rvw способствовало повышение напряжения в сети города, возникшее из-за того, что в ответ на отключение линии 230 кВ автоматика отключила большое количество потребителей.

Отсутствие электроснабжения испытали девять миллионов человек. Официально известно, что на затронутых аварией территориях были автоматически остановлены девять ядерных объектов.

В 22:26 началось восстановление электроснабжения, но до полуночи это удалось только в небольшой части города, в других частях ждали сутки.

Как переживалась авария

Приведем некоторые журналистские описания социальных проявлений аварии – они при всей своей разрозненности все-таки характеризуют общую картину бедствия.

Авария случилась, когда уже закончился рабочий день и служащие покинули свои рабочие помещения. Это способствовало мародерству, развернувшемуся гораздо больше, чем во время аварии 1965 года. В грабежах многих сотен магазинов и в намеренно отвлекающих поджогах участвовали десятки тысяч бандитов, из них было арестовано около четырех тысяч. Недаром ночь аварии получила название «ночь страха».

Полиция действовала по инструкции на случай теракта и была с вооружением направлена на объекты, интересные для террористов. Она же эвакуировала пассажиров лифтов.

Чтобы освободить людей из колеса обозрения, его вручную провернули добровольцы.

Во время аварии остановилось приблизительно 600 пассажирских поездов. Были эвакуированы тысячи пассажиров из тоннелей метро.

Аэропорты зоны бедствия перешли на аварийные источники питания и продолжали работу. Но многие из подлетающих самолетов были направлены к другим аэропортам. Из-за этого было отменено и задержано много рейсов по всей стране.

Часть приемопередатчиков мобильной связи потеряла питание и бездействовала. Работа остальных осложнилась резким увеличением потребности в связи.

Больницы и правительственные учреждения запустили автономные генераторы, от которых было подано питание самым необходимым потребителям.

Итоги

В [12, стр. 230] так охарактеризовано развитие этой аварии в целом:

«...авария, начавшаяся ...при наличии в энергосистеме значительных резервов мощности, в результате каскадного развития привела к полному погашению на сутки электроснабжения крупнейшего города и сопровождалась тяжелыми экономическими и социальными последствиями... Каскадному развитию аварии способствовали семь вторичных отказов, в том числе: два повреждения линий электропередачи из-за перегрузки...; три излишних и ложных срабатывания релейной защиты...; два отказа АПВ на линиях... Каскадному развитию аварии в значительной мере способствовали ошибки диспетчерского персонала энергокомпании ..., который не принял всех возможных мер по разгрузке оставшихся в работе линий электропередачи».

Это резюме составлено признанным специалистом в области энергосистем, который десятилетия ведал электрической частью сначала энергосистемы Москвы, а потом энергообъединения СССР, и все же здесь оно нуждается в некоторых добавлениях.

Прежде всего, грешно было бы не отметить, что грозовые удары не щадили энергосистему, били ее наредкость жестоко. И вместе с тем, из описания аварии не видно, чтобы при подходе грозы операторы приняли меры к разгрузке от мощности наиболее уязвимых для молнии элементов энергосистемы – линий электропередачи; более того, они оставили соединенным с такого рода элементом, линией, важный источник мощности на подстанции Buchanan, который из-за этого был утрачен в самом начале аварии.

Возникают и другие вопросы, касающиеся устойчивости элементов энергосистемы в аварийных обстоятельствах. Не слишком ли податлива была грозозащита линий электропередачи, т.е. не слишком ли слабо было выполнено заземление их опор и, вместе с ними, грозозащитных тросов? Конечно, бросается в глаза обилие ошибок, совершенных устройствами релейной защиты и автоматического повторного включения линий электропередачи. И

еще: создается впечатление, что крупные генераторные агрегаты уж слишком легко покидали энергосистему в трудные для нее моменты. Впрочем, последнее является очень распространенной бедой, исток которой в обычной и трудно преодолимой разобщенности специалистов, ведающих работой энергосистемы и работой электростанций в ней.

Наконец, судя по имеющемуся описанию аварии, энергосистема не была оснащена автоматическими средствами, которые должны были бы ликвидировать термическую перегрузку внешних связей, а перед конечным этапом аварийного процесса – предотвратить потерю параллельной работы. Если бы такая автоматика существовала, то она должна была выявить отключение части линий на этих связях, потерю части своих генераторов, происходящее из-за этого недопустимое увеличение тока в линии электропередачи или угрозу нарушения параллельной работы по внешней связи, и, оценив какой-то из этих фактов как неприемлемый, она должна была немедленно дать команду на отключение части потребителей.

Операторы, конечно, не могли в этом деле заменить автоматику, но позже, в столь постепенно развивающейся аварии, действовали все-таки слишком медленно. Что им мешало: неудовлетворительные инструкции, отсутствие должной тренированности или собственная нерешительность, – не известно.

Таким образом, через 12 лет после аварии 1965 года впечатляющим образом проявилось, что не были изжиты серьезные недостатки оперативного и автоматического управления данной энергосистемой.

4.2.3. Тотальная авария на Северо-Востоке США и Юго-Востоке Канады

Сведения об этой аварии, которая произошла 14.08.2003, взяты из обширного доклада NERC [13], общедоступного в интернете (см. в [13]).

Справка: NERC (North American Electric Reliability Council) – это общий для всех энергосистем США консультативный и координирующий орган в области

надежности электроснабжения; разработанные им рекомендации и тем более нормы обязательны.

Составлением доклада руководили девять поименованных в докладе специалистов, еще пятнадцать тоже поименованных специалистов исследовали аварийные процессы и составляли доклад с участием приблизительно еще ста.

Исходное состояние энергообъединения

Авария развернулась восточнее и несколько южнее Великих озер, в северо-восточной части громадного энергетического пула Eastern Interconnection, который охватывает все параллельно работающие энергосистемы в восточной части США и Канады и имел мощность генераторов приблизительно 500000 МВт. По сравнению с состоянием 1977 года рассматриваемая часть энергообъединения (рисунок 4.4) стала значительно мощнее, на ее основную сеть линий 345 кВ наложены линии 500 и 765 кВ.

На рисунке применены следующие обозначения:

MECS – Michigan Electric Coordinated Systems мощностью приблизительно 20000 МВт;

IMO – Independent Electricity Market Operator, канадский оперативный район мощностью приблизительно 24000 МВт;

NYISO – New York Independent System Operator, оперативный район мощностью приблизительно 30000 МВт;

PJM – оперативный район общей мощностью приблизительно 60000 МВт, включающий энергокомпании PJM Interconnection, Duquesne Light, Allegheny Power Systems на территории штатов Пенсильвания и Нью-Джерси;

ECAR – оперативный район общей мощностью приблизительно 12000 МВт энергокомпаний, действующих на Юг от озера Эри и входящих в состав энергообъединения FE – First Energy Corporation (другая часть FE входит в PJM);

ECAR-S и ECAR-N – южная и северная части ECAR;

ADN – энергообъединение общей мощностью приблизительно 28000 МВт, состоящее из энергокомпаний American Electric Power Company, Dayton Power & Light, Northern Indiana Public Service;

ISO-NE, MAR – оперативные районы на Северо-востоке США;

HQI – оперативный район Квебека на Юго-востоке Канады.

Энергообъединение ADN представляет ту часть западного пула, которая непосредственно примыкает к району аварии.

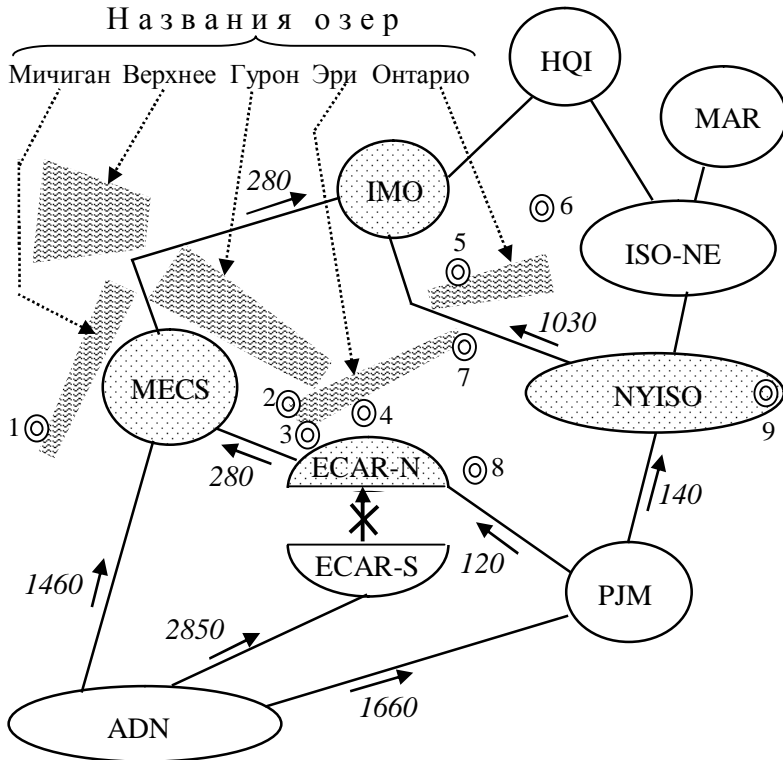


Рис.4.4. Схема района на Северо-востоке США и Юго-востоке Канады к аварии 14.08.2003; города: 1- Чикаго, 2 – Детройт, 3 – Толидо, 4 – Кливленд, 5 – Торонто, 6 – Оттава, 7 – Буффало, 8 – Питтсбург, 9 – Нью-Йорк

Для обозначения места действия, части энергообъединения на рисунке схематично ориентированы относительно озер и городов района аварии. Загрузка связей между частями энергообъединения непосредственно перед аварией (в 13:05 дня аварии) показана (в мегаваттах) рядом со стрелками направления мощности.

В районе аварии действуют много энергетических компаний, каждая имеет свой оперативный центр управления. Над энергокомпаниями существует исторически сложившаяся довольно запутанная система управления и координации. Компании объединены в хозяйственно-финансовые группы, а в оперативном отношении входят в региональные энергообъединения, причем состав этих групп и энергообъединений не одинаков – компании, близкие географически, могут входить в одну группу, но в разные энергообъединения. В центр управления энергообъединения собирается информация своего района, а также принимается важная информация из соседних центров. Имеется две разные группы операторов: управляющие районом и управляющие внешними связями района.

Например, координатором вопросов надежности громадного района, в который входят многие энергокомпании, затронутые аварией, является The Midwest Independent Transmission System Operator – MISO. В частности, MISO координирует представленные на рисунке 4.4 оперативные районы MECS и ECAR. Аналогично осуществляется координация в показанных на том же рисунке районах PJM и NYISO.

Стоял жаркий день, в районе аварии температура была выше 30°C, а в Нью-Йорке даже 35°C, но все-таки она была не самой высокой из возможных в этот месяц (38°C). Усиленная работа кондиционеров увеличивала потребность в мощности и понижала напряжение в сети.

Частота в этот день колебалась в пределах 0,07% от номинального значения 60 Гц, и за несколько часов до аварии ее среднее значение, до тех пор совпадавшее с номинальным, понизилось на 0,03%, и это, по-видимому, свидетельствует о том, что резервная мощность генераторов энергообъединения была близка к исчерпанию.

Сумма обстоятельств сложилась так, что перед аварией те части энергообъединения, которые пострадали от аварии, получали от ADN значительную мощность: около 6000 МВт по трем связям с Запада и Юга, обмениваясь между собой мощностями в пределах 1000 МВт. Но это состояние не было каким-то экстремаль-

ным – годом ранее в такой же день и час извне принималась большая мощность.

Протекание по сети большой мощности вызвало трудности в поддержании напряжения. Так, южнее озера Эри, между городами Толидо и Кливленд, оно было на 14 кВ ниже номинального значения 345 кВ. Оператор пытался по телефону договориться об увеличении напряжения в районе, но ему это не удалось.

Начальная стадия аварии

Неприятности начались в 12:15, когда в районе ECAR отключилась одна из линий 230 кВ (попутно заметим, что оператор не получил эту информацию). Затем в течение почти четырех часов аварийные события развивались все быстрее, и полная потеря района произошла в 16:12.

Отметим наиболее значимые события, произошедшие за это время.

Оператор попросил персонал электростанции, расположенной на берегу озера Эри немного восточнее Кливленда, помочь поднять напряжение. На станции увеличили возбуждение генератора, но это не увеличило напряжение и неожиданно дало отрицательный эффект: в сети 138 кВ отключилось одно из устройств, поддерживающих напряжение, а регулятор возбуждения генератора из-за его неправильной настройки практически отключился, что заставило защиту в 13:31 отключить генератор. Прием мощности в северную часть района ECAR-N увеличился, а уровень напряжения в сети уменьшился, но и то и другое – не катастрофически.

Приблизительно в 14.14 в энергообъединении FE, в которое входит район ECAR, повредилась система, информирующая оператора о состоянии сети; эта система не была восстановлена до конца аварии, и из-за этого оператор не мог правильно оценивать ситуацию и управлять ею.

Оператор объединения FE слабо реагировал и на устные сообщения. Так, в 14:27, через несколько минут после того, как в районе отключилась и автоматически опять включилась одна из линий 345 кВ, образующих связь между ADN и ECAR, оператор ADN попытался сверить эту информацию с соседом – операто-

ром FE, и тут оказалось, что последний не знал об отключении и вообще отрицал наличие проблем в его зоне.

Кстати, сигнал об отключении линий мог бы быть получен оператором FE еще и от вычислительной системы, имеющейся в его распоряжении с 1995 года. Но она была не только слишком медленной (ее решение могло запоздать на несколько десятков минут по отношению к тому состоянию сети, к которому оно реально относится), но и имела другие недостатки, так что ей не доверяли, и оператор ни разу не обратился к ней в день аварии.

В какой-то степени потерю информации в FE мог бы компенсировать координатор по надежности MISO, но там тоже имелись человеческие и компьютерные проблемы. В 12.15 было замечено большое несоответствие между величиной, показываемой системой информации, и ее прямым измерением. Ошибка в информационной системе была быстро исправлена, но оператор забыл после ремонта снова включить ее в действие. Это было сделано только через два с половиной часа, и характерная подробность: в течение этого времени никто не заметил, что в 14:02, отключилась еще одна линия 345 кВ, к счастью, как считают, не слишком важная.

Между 15:05 и 15:42 в районе ECAR последовательно отключились три линии той сети, которая образует связь 345 кВ, идущую с Юга в район Кливленда. Сообщается, что это произошло из-за термического удлинения и провисания проводов, вызвавшего их недопустимое приближение к переросшим деревьям на трассе. Послеаварийный анализ показал, что эти отключения резко ухудшили состояние энергосистемы: после отключения уже первой из этих линий энергосистема стала настолько чувствительна к отключению некоторых важных ее элементов, что отключись какой-то один из них, немедленно произошла бы авария.

Положение осложнялось еще и тем, что, как уже упомянуто, оператор объединения FE не получал информации об отключении линий и бездействовал, а информацию об отключении в 15.42 третьей из этих линии 345 кВ должен был воспринять именно он, так как ее поступление координатору в MISO вообще не было предусмотрено.

Получая различные сообщения от соседей, оператор FE не сумел составить правильное представление о происходящем и легкомысленно полагал, что неприятности происходят не в его энергосистеме: «Это может быть в распределительных сетях или что-то подобное, или еще чьи-то проблемы,...но мне ничего не видно». А среди сообщений были очень тревожные: оператор одной из АЭС беспокоился, что возникшие колебания всех важнейших параметров АЭС опасны для нее, и она находится на грани отключения, она не собирается «еще долго

быть здесь (т.е. в составе энергообъединения), и вы идете к получению большой проблемы».

Правда, телефонные переговоры иногда вносили дополнительную путаницу. Так, обходчики линий сообщили об отключении после КЗ одной из линий 345 кВ, но они ошиблись в названии линии, и оператор с удивлением видел, что по якобы отключенной линии идет мощность. Еще пример: оператор MISO обсуждал с оператором FE перегрузку линии 345 кВ в то время, как эта линия уже четыре минуты была отключена.

Вот фрагменты возникших недоумений, взятые из доклада NERC. Увидев массовые отключения линий, оператор энергокомпании AEP (является частью ADN – рисунок 4.4) воскликнул:

– О боже (или черт возьми), я в глубокой ...

В ответ оператор PJM:

– Ты и я, мы оба, брат. Что мы собираемся делать? Если тебе что-нибудь нужно, дай мне знать.

AEP:

– Только что еще что-то отключилось. Много чего происходит.

Затем снова оператор PJM:

– Возможно, я должен поговорить с MISO, так как они собирались поговорить с FE...

Примерно за 20 минут до начала катастрофических событий оператор FE, наконец, осознал, что его система автоматической регистрации отключений не работает и что положение опасно. Он сообщил персоналу, обслуживающему эту систему, что он имеет много звонков об отключениях, а получаемые им от их системы данные не меняются.

Но время, отпущенное аварией для действий операторов, уже вышло.

А послеаварийные расчеты показали, что единственная возможность прекратить развитие аварии состояла в том, чтобы отключить потребителей мощностью от 1500 до 2500 МВт в дефицитном районе на Севере ECAR. Но операторы не сделали этого.

Потеря трех упомянутых выше линий 345 кВ вызвала перегрузку идущих параллельно им линий 138 кВ. В течение получаса (с 15:39 до 16:09), наступившего через полчаса после отключения первой из них, в районе отключилось 16 линий 138 кВ, большинство – от нагрева проводов, их провисания и замыкания на недостаточно вырубленные деревья. Эти отключения увеличили потери напряжения в оставшихся линиях, и в сети стало падать напряжение.

Заключительная стадия аварии

Наконец, роковое событие: вследствие потери множества линий 138 кВ, дополнивших потерю ранее отключившихся линий 345 кВ, возникла перегрузка важнейшей линии 345 кВ Sammis-Star, и эту перегрузку релейная защита приняла за КЗ на линии и в 16:06 подействовала на ее отключение. Тем самым разорвалась электрическая связь между южной ECAR-S и северной ECAR-N частями ECAR.

Кстати, некоторые другие линии напряжением 345 и 138 кВ отключились под действием подобных защит подобным образом.

С этого момента авария вышла за пределы ECAR и начался быстрый развал примыкающих районов.

После потери мощности, получаемой от южной части района ECAR-S, вся мощность, недостающая в северной части ECAR-N, направилась туда от объединения ADN через районы MECS и PJM. Сети этих районов и связи этих районов с ECAR-N предназначены для других, местных, целей, а вовсе не для помощи району ECAR-N в требуемом там большом объеме. Эти сети и связи и ранее, до аварии, были загружены, а теперь через них хлынул дополнительный поток.

Мощность потекла, прежде всего, по ближайшим путям – непосредственно от районов MECS и PJM, а потом, по мере перегрузки и потери линий на этих путях, также и по более дальнему пути PJM – NYISO – IMO – MECS – как по, так и против часовой стрелки. Тем самым подвергались перегрузке и отключались все новые линии в районах NYISO, IMO и MECS и на связях между районами.

Часть отключений происходила из-за нагрева проводов, их провисания и дугового замыкания на недостаточно вырубленные деревья, другая часть – из-за действия релейной защиты на перегруженной током линии при низком напряжении (подобно тому, как это было на линии 345 кВ Sammis-Star), а также, как можно понять из доклада NERC, – в результате нарушения параллельной работы (например, генераторов района Детройта).

Эти отключения разрезали сеть на совершенно непредвиденные секции.

В некоторых секциях мощность, нужная ее потребителям, не настолько превысила мощность сохранившихся в секции генера-

торов, чтобы понижение частоты не смогло быть остановлено автоматикой, восстанавливающей баланс путем отключения избыточных потребителей, и эти секции частично сохранили электроснабжение. Но таких счастливых секций было мало, в большинстве же секций баланс мощности был нарушен катастрофически, и все их генераторы отключились.

Например, район NYISO (рисунок 4.4) разделился на две части по одному из самых нагруженных своих сечений. Восточная часть содержала город Нью-Йорк, северную часть штата Нью-Джерси и юго-западную часть штата Коннектикут. Эта часть импортировала значительную мощность, частота быстро опустилась ниже 58 Гц, и устройства АЧР отключили 7100 МВт – почти 40% имевшейся нагрузки. Но частота и напряжение опустились еще, вызвав отключение атомных и других электростанций в пределах и вокруг города Нью-Йорк.

Западная часть района NYISO осталась связанной с отделившейся частью района IМО линиями 765 и 345 кВ, а также с районом HQI электропередачей постоянного тока. Избыток мощности, вызванный отчасти действием автоматики на отключение потребителей, привел к повышению частоты на 5,6% и отсюда к отключению защитами шести атомных электростанций. Последовало отделение района IМО от западной части района NYISO с потерей электроснабжения городами Торонто, Гамильтон и Оттава. Оставшаяся часть района NYISO стабилизировалась, потеряв почти половину потребителей.

Эта самая большая из оставшихся в работе секций послужила базой для восстановления энергообъединения.

Если ранее спасти положение могли бы действия персонала на отключение части потребителей в районе ECAR-N, то после потери линии Sammis-Star остановить аварию могла только автоматика, препятствующая перегрузке линий электропередачи и потере электростанций под грузом непомерно большого количества потребителей. Но такая автоматика отсутствовала. А авария взяла такой мощный спурт, что дальнейший процесс потери электростанций и линий электропередачи представлялся операторам как сплошной страшный хаос.

Отключение линий, неблагоприятное разделение на секции и понижение напряжения и частоты в сети – все это вызвало всего за три минуты, с 16:09 до 16:12, особенно за последние пять секунд этого интервала, отключение 265-ти электростанций, имеющих 508 генераторов, включая десять атомных станций. Замечено, что генераторы и трансформаторы, начали массово отключаться раньше, чем линии и чем стали резко нарастать потери по-

требителей. Это хорошо видно на рисунке 4.5, составленном по данным из доклада NERC [13]. Отключение каждой следующей станции не только усугубляло небалансы мощности в секциях, но и, в свою очередь, способствовало все более быстрому ослаблению и разделению сети, исчезновению в ней напряжения.

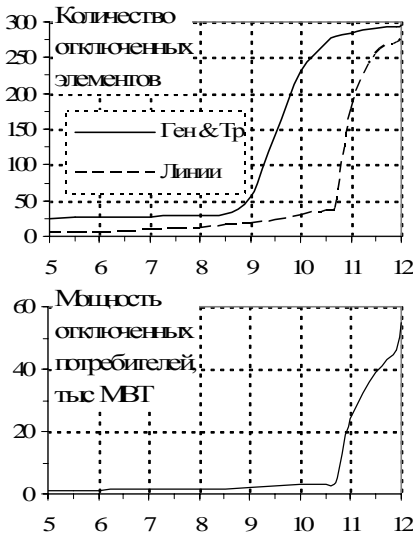


Рис. 4.5. Потери элементов сети и мощности потребителей при аварии в США и Канаде: с 16:05 до 16:12

Результат этого процесса оказался беспрецедентно катастрофическим. Было прекращено почти все электроснабжение в районах ECAR-N и NYISO, т.е. на территории между озерами Эри и Онтарио на Западе и океаном на Востоке. Кроме того, вышла из работы большая часть района MECS. Общая потеря потребителей оценивается десятками тысяч мегаватт. В то время как во всех районах, затронутых аварией, было потеряно приблизительно 40% их суммарной нагрузки, в двух из них было потеряно почти всё. На рисунке 4.4 обозначения наиболее пострадавших районов затемнены.

Общая потеря потребителей оценивается мощностью 61800 МВт. Особенно пострадали пять штатов: северная часть Огайо, восточная часть Мичиган, северная часть Пенсильвания и Нью-Джерси, большая часть Нью-Йорк, а также канадская провинция

Онтарио. В меньшей степени пострадали штаты Массачусетс, Коннектикут, Вермонт и канадская провинция Квебек. Среди наиболее крупных городов США, претерпевших аварию, Детройт, Толидо, Кливленд и на Востоке Нью-Йорк. В Канаде оказалась без электроснабжения большая часть провинции Онтарио с городами Торонто и Оттава.

На этих территориях потеряли электроснабжение 40 миллионов человек в США и 10 миллионов человек в Канаде. Общий ущерб оценивался суммой 6 миллиардов долларов.

Отмечается, что большинство жизненно важных служб продолжало работать. Были только отдельные случаи мародерства – прогресс по сравнению с аварией 13.07.1977, который объясняется журналистами тем, что улучшился социальный климат в стране. а также более удачным в этом смысле моментом начала аварии: к этому времени еще не закончился рабочий день, и служащие не оставили свои предприятия на произвол возможных грабителей.

В городе Нью-Йорк энергоснабжение было восстановлено за 24 часа, а всем потребителям энергопитание было подано в течение 44 часов.

Итоги

В очень нейтрально составленном докладе NERC отмечены многие недостатки энергосистемы, выявленные ходом аварии; впрочем, они прямо вытекают из довольно подробного описания последовательности событий, приведенной в докладе, и они очевидны даже из приведенного выше краткого изложения. И всё-таки, изучение доклада не дает ответа на некоторые важные вопросы относительно причин создавшегося положения: эти характерные недоговоренности небезынтересны.

Отмечена необходимость совершенствования энергообъединения путем создания дополнительных источников электроэнергии и усиления электрической сети. В связи с этим высказывалось мнение о необходимости инвестиций астрономической величины – чуть ли не 100 миллиардов долларов. Вместе с тем, не обращено внимания на органический недостаток сети аварийного

района. Ведь она, как это бывает повсеместно, создавалась «прагматически», т.е. хаотическим образом – путем сооружения отдельных возможно более коротких линий, нужных для выдачи мощности от новой или расширяемой электростанции или для питания опять-таки нового или развивающегося узла потребителей.

Получилась исключительно запутанная сеть линий разного напряжения, в которой функция обмена мощностью между главными центрами энергообъединений, довольно значительно удаленными друг от друга, никак не отделена от совсем другой функции выдачи мощности местных электростанций и питания узлов потребления мощности. В аварийных условиях этот обмен дает незаменимую взаимопомощь, и потребность в нем поэтому может увеличиться, но он происходит по местным сетям, вовсе не предназначенным для этого, и в результате превращается, наоборот, в двигатель дальнейшего развития аварии.

В докладе не объяснен факт приема довольно большой мощности в район ECAR-S и передачи мощности в район ECAR-N. Вместе с тем это может быть поставлено в связь с проведенной в США реформой организации электроэнергетики. В ее результате появились обусловленные рыночной конъюнктурой потоки мощности по сети от удаленных заинтересованных в передаче мощности электростанций. Что же касается владельцев сети, то они в свою очередь заинтересованы пропускать побольше мощности, экономя вместе с тем на усовершенствовании сети и на оснащении ее необходимыми средствами оперативного и автоматического управления.

На неизбежное из-за этого повышение аварийности и на необходимость принять довольно очевидные меры было обращено внимание еще за три года до данной аварии, причем очень квалифицированно (George C. Loehr “ . . . And There Will Be Blackouts”, Keynote Address, April 27, 2000; T&D World Expo 2000, Cincinnati, Ohio).

Отмечается принципиальная неудовлетворительность системы релейной защиты от КЗ и указывается на необходимость ее изменения. Релейная защита, установленная на ряде линий, приняла за КЗ протекание по линии большого тока при пониженном напря-

жении, что, в принципе, действительно свойственно КЗ, и подействовала на отключение.

Несколько точнее говоря, этот вид защит реагирует на уменьшение отношения напряжения к току, протекающему по линии. Если это отношение становится меньше значения, наперед заданного при настройке защиты, она сразу или через несколько секунд действует на отключение линии.

Однако, причина такой настройки защиты, из-за которой она массово ошиблась, осталась не ясной. Кое-что в этом отношении можно предположить.

Основное назначение ошибочно действовавшей защиты – реагировать не столько на КЗ на своей линии, сколько на следующей за ней (на случай отказа защиты этой следующей линии или ее выключателя), и поэтому автоматического повторного включения после действия этой защиты не было предусмотрено – линия оставалась отключенной. Эта защита должна настраиваться так, чтобы она не могла подействовать при увеличении протекающего по линии тока вплоть до максимального возможного в аварийных условиях. На примере линии 345 кВ Sammis-Star очевидно, что это условие не соблюдалось.

Причин может быть несколько. Возможно, у персонала, который определяет максимальные значения токов в линиях, отсутствовала достаточная фантазия о предстоящих аварийных состояниях энергосистемы. Возможно и иное – излишнее рвение резервировать отключение КЗ на следующих участках сети, которое не обеспечивалось другими известными методами. Нельзя исключить также осознанное стремление возложить на защиту от КЗ еще и функцию защиты от термической перегрузки током или, что тоже распространено, еще и от асинхронного хода (об этом – раздел 3.1.5). Получается не устройство, а «швец и жнец, и на дуде игрец». Но для хорошего результата каждая из этих функций требует своего серьезного решения.

Весь пострадавший район был крайне слабо оснащен противоваварийной автоматикой. В сущности, кроме автоматики, очень грубо действующей на отключение потребителей по причине понижения частоты, никаких других средств, препятствующих развитию аварии, судя по тексту доклада, не было предусмотрено.

Но пока воздержимся от дальнейшего обсуждения этого вопроса и оставим его до последнего параграфа данной главы.

В сложной и исторически запутанной системе оперативного управления энергообъединениями скверную роль сыграли отмеченные в докладе недостаточная информированность операторов о ходе аварии и значительные их ошибки. Операторы многого не могли сделать из-за отсутствия достоверной информации об опасности, а также из-за отсутствия необходимой выучки и тренировки. Отмечена также несогласованность операций, проводимых в разных частях сети. Но как произошло, что две информационные системы прекратили действовать, что одна из них не дала сигнала о своей неисправности и что один оператор не заметил бездействия неисправной системы, а другой – не включил в работу только что исправленную систему и ее бездействия тоже не заметил, – обо всех этих очень необычных обстоятельствах не сообщается.

После аварии высказывались бездоказательные подозрения в хакерской атаке или террористической вылазке. Если же остаться в рамках реально известного, можно, однако, заметить, что информационная система в MISO утаила информацию, возникшую во время ее неисправности, и это указывает на явный недостаток ее конструкции. Судя по тексту доклада, получается, что аварийную информацию она воспринимает и запоминает только сразу после ее возникновения, но не предусмотрено периодического достаточно частого опроса всех источников информации, который мог бы выявить текущее состояние сети. И плохой результат налицо.

Заканчивая рассмотрение данной аварии, прибегнем к выразительному суждению общего характера, взятому из доклада NERC:

«Причина аварии – не в событиях с техническими объектами, такими как повреждение системы информации или контакт линии с деревом. Корни аварии в отсутствии результатов от решений и действий, в действиях и ошибках вовлеченных людей, групп и организаций. Эти причины были устранимы до 14 августа, а просто обвинить дерево в контакте с линией – не идет на пользу делу».

4.2.4. Об авариях в Северной Америке – некоторые итоги

Выбор аварий для трех предыдущих разделов этого параграфа не случаен: они сходны, причем не только внешне. Мало того, что они произошли приблизительно на одной и той же территории и, среди прочих неприятностей, каждый раз привели крупнейший в стране мегаполис Нью-Йорк к практически полной катастрофе электроснабжения, к тому, что называется в США *blackout*. Более важен характер аварий, а некоторые их черты изменились мало, несмотря на то, что первая и третья из этих аварий замкнули собой интервал почти в сорок лет и за это время неузнаваемо прогрессировала вся техника, в особенности вычислительная техника и техника телепередачи данных, что позволяло кардинально улучшить системы управления. Скорее всего, это значит, что из анализа предыдущих аварий не делалось надлежащих выводов относительно особенностей аварии, развивающейся в густой сети линий электропередачи, а если кем-то и делались, то этим выводам, направленным на противодействие такой аварии, не доверяли. Или они не претворялись в жизнь. Эта тенденция обнаружилась вскоре после первой из аварий.

Ограничение рассказа только этими тремя авариями не означает, что в Северной Америке не было других крупных аварий или что там нигде не принимались эффективные меры против аварий.

Так, можно указать на аварию, которая произошла на Западе Канады, США и Мексики 02.07.1996 [2, том I, стр. 79]. Она началась с простого повреждения линии 345 кВ. Его ликвидация осложнилась довольно обычным образом: из-за отказа высоковольтного выключателя команда релейной защиты на отключение линии не была выполнена, что привело к предусмотренному на этот случай автоматическому отключению еще трех линий. Казалось бы, ничего особенно выдающегося не произошло, однако возникли совершенно неадекватные последствия.

Повредившаяся линия приходила на подстанцию штата Айдахо с расположенной восточнее тепловой станции в штате Вайоминг, и Айдахо полностью потерял электроснабжение. Кроме того, отключилась связь, по которой с Севера от штата Орегон передавалась мощность 4000 МВт на Юг в штат Калифорния. В результате Калифорния отделилась от других частей энергообъединения с большим дефицитом мощности. Авария охватила территорию одиннадцати штатов США, а также западные провинции Канады и Мексики.

Во время аварии отключились одиннадцать электростанций (7 гидростанций на реке Колумбия и 4 тепловых станций в штате Вайоминг). Это привело к отключению около 500 тысяч потребителей. Большинству из них напряжение было подано в пределах одного часа, а остальным – в течение 3,5 часов. Авария началась днем, к вечеру электроснабжение потребителей было восстановлено почти везде, но в Айдахо около половины потребителей остались в темноте.

Другой аспект дела – создание передовых систем противоаварийной автоматики в Северной Америке. Рассказ об этом увел бы читателя в сторону от рассмотрения собственно аварий, и поэтому ограничимся здесь ссылкой на [2, том I, стр. 31-33].

Вернемся к описанным трем авариям. В США высказывалось исключительно пессимистическое мнение относительно возможной эффективности противоаварийной автоматики в ходе подобных аварий. Оно исходило из того, что в аварии 14.08.2003 возникали слишком разнообразные ситуации и поэтому автоматически выявить степень их опасности и, тем более, автоматически определить необходимые воздействия на энергосистему практически невозможно. Со своей стороны автор склонен поставить под сомнение эти соображения и попытается подкрепить свое мнение, не вдаваясь в технические детали, в последнем параграфе данной главы.

В докладе NERC отмечено, что явления «лавины напряжения» во время аварии 14.08.2003 не наблюдались, т.е. понижение напряжения не дошло до уровня, катастрофического для работы двигателей у потребителей. Другие источники сообщают, что такое явление имело место. Тут возможна терминологическая путаница, а у нас нет данных, чтобы составить собственное суждение об этом. Важнее другое: о средствах автоматики для борьбы с глубоким понижением напряжения доклад не упоминает, и отсюда можно полагать, что, вероятнее всего, они отсутствовали.

В следующем параграфе видно, что и в России, где опыт благоприятного применения противоаварийных мероприятий, как можно понять из изложенного в §4.1, исключительно велик, борьба с такого типа авариям, как в Америке, новыми для России, еще несколько лет назад находилась на столь же низком уровне.

§4.3. Авария нового типа пришла в Москву

Авария описана исходя из отчета по ее расследованию [14], составленного комиссией, назначенной приказом ОАО РАО "ЕЭС России" от 26.05.2005.

Отчет утвержден председателем комиссии 18.06.2005. Он общедоступен на многих сайтах интернета, в частности на сайте из [14].

4.3.1. Место действия

Авария произошла 25 мая 2005 года, когда в энергосистеме было выведено в ремонт большое количество оборудования, что усугубилось перед аварией тремя аварийными событиями на подстанции Чагино. Она – одна из подстанций в кольце линий напряжением 500 кВ вокруг Москвы.

Московское кольцо 500 кВ является, вероятно, важнейшим элементом, организующим ту структуру сети центральной части России, которая способствует гибкому маневрированию потоками мощности. Большинство из подстанций кольца имеет помимо шин 500 кВ еще и шины 220 и 110 кВ, которые связаны автотрансформаторами с шинами 500 кВ или непосредственно или через шины другого напряжения. Линии 220 и 110 кВ, опирающиеся на подстанции 500 кВ кольца, соединяют много городских теплофикационных электростанций и подстанций, которые непосредственно осуществляют электроснабжение города. Часть линий 220 кВ образуют кольцеобразные структуры.

Структура высоковольтной сети в районе Москвы осложнена тем, что в этом районе пришлось стыковать две сложившихся в течение 1960-х и 1970-х годов сети с разными системами напряжений: к Востоку от Москвы – ранее существовавшая сеть 220 и 110 кВ надстроена более редкой сетью 500 кВ, а к Западу от Москвы – аналогичная сеть 220 и 110 кВ чуть позже надстроена сетью 330 кВ, более частой, чем сеть 500 кВ, и затем еще сетью 750 кВ, значительно более редкой.

Подстанция Чагино расположена на Юго-востоке Москвы вблизи от нефтеперерабатывающего завода в Капотне. Она имеет три системы сборных шин напряжением 500, 220 и 110 кВ, и каждая из них соединена двумя автотрансформаторами (один из них – 500/220 кВ – к моменту аварии находился в ремонте) с двумя другими системами шин.

На подстанциях Ногинск и Бескудниково – иначе: там шины 220 кВ связаны с шинами 500 кВ только через шины 110 кВ.

Московское кольцо и близкие к нему линии 750, 500 и 330 кВ схематически показаны на рисунке 4.6.

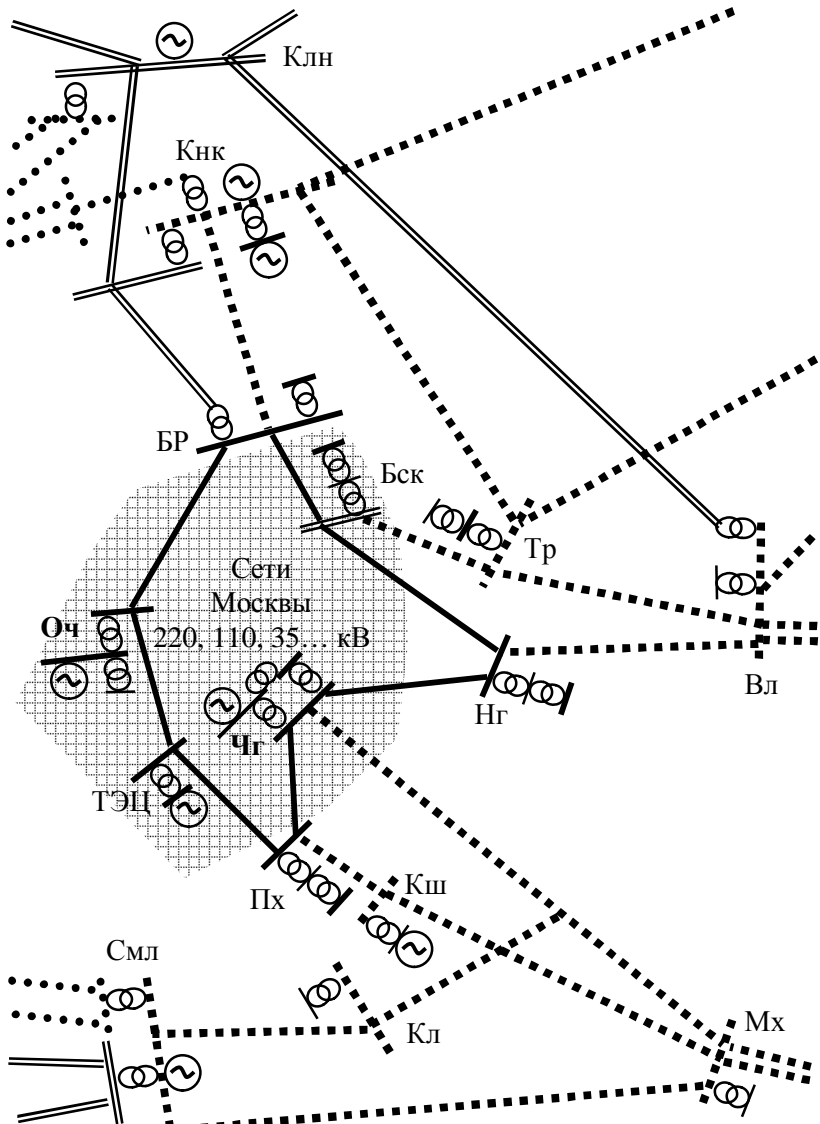


Рис.4.6. Схема московского кольца 500 кВ к аварии 25.05.2005

На рисунке применены следующие обозначения:

подстанции:

БР – Белый Раст,
Бск – Бескудниково,
Вл – Владимир,
Кл – Калужская,
Мх – Михайлов,
Нг – Ногинск,
Оч – Очаково,
Пх – Пахра,
Тр – Трубино,
Чг – Чагино,

электростанции:

Клн – Калининская,
Кнк – Конаковская,
Кш – Каширская,
Смл – Смоленская,
ТЭЦ – тепловая станция.

══ – шины станции, подстанции, внешняя линия 750 кВ,

══ – линия и шины 500 кВ московского кольца,

■ ■ ■ ■ – линия 500 кВ, подходящая к кольцу,

● ● ● ● – внешняя линия и шины 330 кВ,

—— – шины 220 кВ станции и подстанции,

—— – шины 110 кВ станции и подстанции,

⊗ – генератор, присоединенный к шинам подстанции,

⊗ – автотрансформатор.

К шинам 500 кВ подстанции Чагино подключены три линии электропередачи, из них две входят в состав линий кольца 500 кВ и одна, в сторону подстанции Михайлов (о ее включении в работу – в разделе 3.6.2), сооружена на рубеже 1950 и 1960-х годов в составе электропередачи 500 кВ от Волгоградской ГЭС. К шинам 220 кВ подключены девять линий электропередачи, которые входят в основную структуру электроснабжения Москвы и частично выполняют функцию распределительной сети. К шинам 110 кВ подключены двенадцать линий электропередачи, которые являются частью распределительной сети города. На эти же шины выдают мощность генераторы соседней тепловой электростанции, каждый через свой трансформатор и короткую линию электропередачи. К автотрансформаторам подстанции присоединены четыре крупных синхронных генератора, не имеющих никакого механического привода, поскольку они предназначены не для созда-

ния электроэнергии, а для поддержания напряжения в сети (так называемые синхронные компенсаторы). Из них два находились в ремонте.

Подстанция функционирует с конца 1950-х годов (см. раздел 3.6.3), большая часть высоковольтного оборудования устарела, системы автоматического и оперативного управления также устарели – морально и физически.

4.3.2. Подход к аварии

Первое событие

Вечером 23 мая в распределительном устройстве 110 кВ повредились трансформаторы тока (эти аппараты упомянуты в разделе 3.6.3) во всех трех фазах одного из автотрансформаторов 500/110 кВ. Фаянсовые оболочки трансформаторов тока разорвались, из них вытекло и загорелось минеральное изолирующее масло. Пожар ликвидировали за полчаса, автотрансформатор вывели в ремонт, схему подстанции восстановили через 4 часа.

Одновременное повреждение трансформаторов тока сразу в трех фазах маловероятно, скорее – повредился трансформатор в одной фазе, а трансформаторы тока двух других фаз были разбиты летящими осколками фаянса.

Второе событие

На следующий день, тоже вечером опять повредился трансформатор тока, на этот раз включенный между секциями сборных шин 110 кВ, что привело к отключению половины шин 110 кВ. Опять разорвалась фаянсовая оболочка трансформатора, вытекшее масло загорелось, пожар ликвидировали.

Дело осложнилось тем, что уже через 0,06 сек разлетающиеся осколки фаянса повредили выключатель 110 кВ второго из имеющихся автотрансформаторов 500/110 кВ, который из-за этого отключился вместе с одной из систем шин 500 кВ.

По-видимому, в это время отключилась и вторая система шин 500 кВ.

Это означало потерю связи подстанции с сетью 500 кВ и разрыв московского кольца линий 500 кВ.

Третье событие

Через 20 минут после этого возникло короткое замыкание между двумя фазами на одной из шин 220 кВ (причина не сообщается). Это КЗ отключилось благодаря действию устройств релейной защиты на подстанциях, соседних с подстанцией Чагино, а также и на автотрансформаторах 220/110 кВ (можно предположить, что собственная защита поврежденных шин не подействовала).

Далее было предпринято сложное и не безошибочное восстановление схемы подстанции, в процессе которого произошло еще два КЗ, одно из которых рано утром следующего дня 25.05 (через 8 часов после КЗ на шинах 220 кВ) опять привело к отключению всех элементов напряжением 110 кВ. Причина этих КЗ следующая. Двигатели компрессоров потеряли электрическое питание, и это привело к снижению давления сжатого воздуха, который в выключателе приводит в движение его отключающие и включающие элементы и гасит электрическую дугу, возникающую в процессе отключения. Из-за этого происходили самопроизвольные включения выключателей и подача ими напряжения на предварительно заземленные элементы подстанции.

В результате этих событий:

- остались без напряжения распределительные устройства всех трех напряжений подстанции, ее синхронные компенсаторы и двигатели ее собственных нужд,
- на соседней электростанции отключены генераторы мощностью 640 МВт, на соседних подстанциях отключена часть потребителей,
- московское кольцо линий 500 кВ разорвано,
- часть расположенных на Юге Москвы подстанций 220 и 110 кВ потеряла питание со стороны подстанции Чагино, и мощность к этим подстанциям потекла с других направлений, из-за чего оказались перегруженными многие элементы сети, например, автотрансформаторы подстанции 500 кВ Калужская, через которые теперь потекла мощность к тем подстанциям, которые до того питались от подстанции Чагино.

4.3.3. Линии перегружаются и отключаются, напряжение падает

К утру 25 мая, несмотря на усилия операторов энергосистемы, напряжения в сетях 110, 220 и 500 кВ оказались пониженными местами до 103 кВ, 205 кВ и 470 кВ, а часть линий и автотрансформаторов – перегруженными.

Начиная с 09:23, обычный утренний подъем нагрузки потребителей привел к последовательному повреждению ряда линий и их отключению. Основная причина – линии перегружены и перегреются током, вдобавок утро теплое и солнечное, провода нагрелись, растянулись и провисли слишком близко к земле или к имевшейся под линией растительности, отсюда – дуговое перекрытие на землю. После такого рода повреждения автоматическое повторное включение линии под напряжение приводило лишь к повторному КЗ.

На одной из подстанций с номинальными напряжениями 110 и 220 кВ в 11:00 отмечено напряжение 88,5 кВ и 198 кВ. Это означает, что на подстанциях сравнительно более низких напряжений 3, 6, 10 и 35 кВ – а они, сами питаясь от этой подстанции по линиям электропередачи, непосредственно питают потребителей, но еще более удалены от генераторов – напряжение понизилось до катастрофических значений.

Понижение напряжения в сети привело к полной или частичной потере мощности девяти электростанций в районе Москвы и четырех основных электростанций южнее Москвы, в Тульской области. В районе Москвы была отключена 321 подстанция, в том числе 16 подстанций напряжением 220 кВ, 201 подстанция 110 кВ, 104 подстанций 35 кВ. В результате этого потеряли электроснабжение потребители общей мощностью приблизительно 3500 МВт, в основном в районе Москвы (2500 МВт) и Тулы (900 МВт).

В [14] сообщается: «Около 12:30 25.05.2005 развитие аварии было остановлено действием оперативного персонала и устройствами автоматики. Все отключения, выполненные оперативным персоналом и автоматикой, были осуществлены штатно и без по-

вреждений». Относительно того, каким именно образом районы сети с аварийно низким напряжением были отделены от других районов Москвы и России, в которых электроснабжение сохранилось, – отчет комиссии умалчивает.

Восстановление питания потребителей происходило приблизительно сутки: оно завершено на следующий день 26 мая в 12:00, а работа энергосистемы в целом была восстановлена в 18:00.

Минимум на сутки осталось без электроснабжения около 6,5 миллионов человек с коммунальными службами (канализация!), электрифицированным транспортом, связью и т.п. Возникли аварии на химических производствах.

Многие правительственные, военные и некоторые другие организации были переведены на резервные источники электроэнергии. Сообщается, в частности, что лишь немногие клиники располагали такими источниками, но помощь оказали военные своими передвижными дизельными электростанциями, многие из которых, правда, не прибыли в больницы из-за заторов на дорогах (не работали светофоры).

О человеческих жертвах и об актах мародерства данных нет.

4.3.4. Комментарии

Эта авария гораздо более географически локальна, чем уже охарактеризованные в данной главе, но важна особенностями, которые в России прежде не проявлялись столь ясно, и на них не обращалось внимания.

В отличие от более привычных в СССР аварий по типу тех, которые описаны в §4.1, насколько удастся понять по описанию данной аварии, представленному комиссией, она прошла без нарушений параллельной работы генераторов и понижения частоты. Она развивалась практически полностью по пути отключения линий электропередачи из-за термической перегрузки, а генераторов и потребителей – из-за понижения и полной потери напряжения. Как указано в отчете комиссии, в некоторых узлах нагрузки дело дошло и до лавины напряжения. В этой связи в аналитической части отчета [14] отмечено: «... в условиях сложившейся предаварийной ситуации, эффективным средством предотвращения

ния аварии было бы быстрое отключение потребителей средствами автоматики или дистанционно».

«Дистанционно» здесь означает – по командам операторов энергосистемы, передаваемым по линиям связи.

Эти предаварийные действия были бы полезны, но, к сожалению, их было недостаточно.

Во-первых, в процессе перегрузки линий требовались меры по их разгрузке, но необходимая для этого автоматика не была создана, а операторы, если и действовали, то слишком нерешительно. В отчете указано: «В условиях начавшегося снижения напряжения, увеличения нагрузки и последующего отключения ВЛ защитами из-за провисания проводов и замыкания через воздушный промежуток на "землю", в том числе из-за перегруза, диспетчерский персонал ... предпринял ряд предусмотренных инструкциями действий, но попытавшись обойтись без радикальных, т.е. без отключения групп потребителей с питающих центров, практически не успел предотвратить процесс массового отключения ВЛ 110 и 220 кВ» (здесь ВЛ – воздушная линия электропередачи).

Во-вторых, столь же необходимая автоматическая система отключения части потребителей, препятствующая недопустимому понижению напряжения, или вовсе отсутствовала, что вполне вероятно, или действовала неэффективно.

В-третьих, спасения большинства электростанций путем их автоматического отделения от аварийной сети тоже не было предусмотрено.

В целом очевидно, что персонал энергосистемы во многих отношениях не предвидел столь массового отключения линий электропередачи и столь широко распространившегося глубокого понижения напряжения, энергосистема не была готова противодействовать тяжелой аварии данного вида.

Теперь попытаемся отвлечься от разнообразных частных проявлений данной аварии и остановимся здесь на тех обстоятельствах, которые, по нашему мнению, вели к ней и поэтому представляются наиболее важными.

Для СССР и затем для России размах такого рода аварии, которая произошла в Москве, – довольно-таки нов, не говоря уж

неожидан. Авария произошла в районе, имевшем наиболее плотную в России сеть линий электропередачи до напряжения 750 кВ включительно. Это почти все специалисты считали благом и за очевидными преимуществами не разглядели опасную взаимозависимость разных участков сети. Конечно, в СССР и потом в России происходило немало аварий, связанных с термической перегрузкой линий электропередачи и с понижением напряжения, но они носили локальный характер, им не придавалось слишком большого значения, и казалось, что они и опыт борьбы с ними никак не относятся к столь мощной и густой сети как московская.

Но в другом полушарии был и другой опыт – грозный опыт хотя бы знаменитых и подробно освещенных в прессе североамериканских аварий, кратко описанных в предыдущем параграфе, особенно совсем недавней аварии 2003-го года. Он мог бы быть воспринят, и из него к 2005 году могли бы последовать разумные выводы и действия! Ведь в СССР и затем в России для этого была более благоприятная почва, чем в США и в Канаде: намного больший опыт эффективного применения противоаварийной автоматики вполне располагал к этому. Но прозрения не произошло, как не прозрели и американские специалисты, близко наблюдавшие продвижение аварии по густой сети.

Нелишне заметить, созданию мероприятий, препятствующих авариям рассматриваемого типа, противостоит распространенное мнение, что большие аварии свойственны только тем энергосистемам, которые имеют настолько значительные расстояния между энергетическими объектами, что густая электрической сеть экономически нереальна, не может быть создана. Сведения об аварии в Москве противоречат этому, да и сети американских районов, в которых произошли подобные аварии, никак нельзя назвать слабыми.

В этой связи любопытно, что в аналитической части отчета [14] недоуменно отмечается: «Как показала авария, расчет ... на вариант ($n-1$), осуществляемый в строгом соответствии с действующими нормативными документами, тем не менее не гарантировал в условиях специфической энергосистемы мегаполиса Москвы предотвращения развития аварии».

Здесь как будто не замечено, что бессцельно проверять состояние столь крупной и взаимосвязанной сети, как московская, на отключение всего лишь только одного элемента из всех n имеющихся элементов: при большом количестве элементов n отсутствие одного из них редко играет существенную роль. Более того, этой проверки недостаточно, поскольку по разным причинам отключиться может сразу несколько элементов, как это и произошло.

Правило $n-1$ применительно к противоаварийному управлению уже критиковалось в разделе 3.3.2.

Американская индифферентность к противоаварийным мероприятиям имеет, говоря очень упрощенно, ту глубинную причину, что гораздо выгоднее и привычнее создавать новые электростанции, подстанции и линии электропередачи, чем заниматься менее финансово ёмкой и очень кропотливой работой по совершенствованию противоаварийного управления. Применительно к России, можно причину подобной же индифферентности конкретизировать и дополнить.

Прежде всего, те мероприятия, которые препятствуют катастрофическому развитию подобной аварии, мероприятия, кратко уже охарактеризованные в начале данного раздела, в России уже давно известны и даже официально рекомендованы, но их применение имелось в виду скорее в локальных узлах нагрузки, чем в большой плотной сети. А в такой сети необходимые мероприятия не просты и не столь привычны как мероприятия, направленные на сохранение параллельной работы. Так, автоматическая разгрузка каждой из линий, подверженных термической перегрузке, требует сбора довольно большого количества информации и подготовки разнообразных вариантов управляющих воздействий. Последнее требует договориться с потребителями о возможности их внезапного автоматического отключения на какое-то время и т.п.

Вторая трудность – традиционно плохое знакомство в СССР с зарубежным опытом.

Перенос положительного опыта в худшие времена отдавал «низкопоклонством перед Западом» и позже тоже был подозрителен. Но воспринять даже и

отрицательный, как в данном случае, опыт тоже было затруднительно. Этому препятствовало повальное незнание инженерами и даже научными работниками иностранных языков. Ведь учили не далее «читать и переводить со словарем». Более того, на международные конференции посылали, в основном, узкий круг не слишком разговорчивых людей. Оригинальные технические журналы были мало доступны, с 1960-х годов издавался некий дайджест с русскими переводами, издавались также сборники переведенных иностранных статей и докладов по отдельным вопросам, а затем информация свелась к рефератам некоторых иностранных статей. М. Жванецкий острит, что, мол, нас призывают делать разработки на лучшем зарубежном уровне, которого мы в глаза не видели. До 1990 года автор – не исключение.

Итак, иностранный опыт последних аварий не был использован. Сделаны ли должные выводы из анализа аварии в Москве? В отчете комиссии содержится ряд полезных рекомендаций. Они не исчерпывают проблему, но еще важнее – выполняются ли они?

Возвращаясь теперь к событиям на подстанции Чагино, которые создали предаварийную ситуацию, нельзя не удивиться тому, что на коротком отрезке времени произошло столь много повреждений ее оборудования. Ведь вероятность такого чисто случайного совпадения крайне мала. Однако в отчете комиссии указывается только на износ оборудования, а еще и иных причин кучности повреждений не приводится.

§4.4. Впечатления от больших аварий

4.4.1. Отражение аварий в литературе

Описанными в предыдущих трех параграфах авариями отнюдь не исчерпывается перечень больших аварий в энергосистемах, о которых можно было бы рассказать. Об авариях в СССР публикаций почти не было, две наиболее показательные аварии, происшедшие в России, представлены выше в §2.3 и §4.3 благодаря официальным информации, помещенным в интернете, а о зарубежных авариях написано много, в том числе и на русском языке. Так, в [12] читатель может много узнать об аварии 19.12.1978 во Франции, а в [15] – об авариях 04.08.1982 в Бельгии, 14.12.1982 в районе канадских городов Монреаля и Квебека, 27.12.1983 в Швеции. В этих почтенных книгах зафиксированы не только многочисленные аварийные факты, небезынтересные с профессиональной точки зрения, но и представлен некоторый их анализ, который, впрочем, не исчерпывает проблемы, важные нам.

Во-первых, в изданиях для специалистов [12 и 15] авторы анализируют то, что случилось исключительно во время аварии, избегая обсуждать те обстоя-

ительства, которые привели к этому случившемуся. Во-вторых, авторов этих книг, ответственно занимавшихся энергосистемой страны в целом, интересовал преимущественно тот вид аварий, который касается параллельной работы генераторов, – вид, действительно очень актуальный для СССР, где на громадной территории была создана редкая сеть линий электропередачи (параграфы с 3.1 по 3.4, а также 4.1). В ней местами имелись, конечно, и плотные сети, но каждая из них охватывала лишь небольшую территорию, не сравнимую с территорией современной Москвы или Нью-Йорка.

Задача борьбы с авариями в небольших плотных сетях считалась более простой и практически решенной. Однако, подспудное беспокойство все-таки возникало: «Рост многосвязности схемы основных электрических сетей, улучшая условия устойчивости и резервирования, в то же время увеличивает возможности распространения аварий в соседние районы. При этом в случае нарушения нормального режима работы ликвидация аварийной ситуации усложняется необходимостью срабатывания большого количества устройств релейной защиты и автоматики» [12, стр. 237].

Заметим: под упомянутой здесь устойчивостью автор, скорее всего, имел в виду устойчивость параллельной работы, а не опасность понижения напряжения или термическую неустойчивость, актуальные для плотной сети. В целом, эти проблемы не были своевременно поняты (к сожалению, автором тоже).

4.4.2. Авария возможна в сети любого вида, и редкой и плотной

Для заключительных замечаний об авариях в энергосистемах воспользуемся уже изложенным в этой главе.

Прежде всего, ход аварий опровергает привычное мнение, что неравномерное распределение источников и потребителей электроэнергии, вызывающее передачу большой мощности на большое расстояние, является обязательным условием и неустранимым источником больших аварий. Хотя большая вытянутость сетей сыграла отрицательную роль в авариях, случившихся на Западе Америки и в Швеции, большое расстояние – скорее пугало, чем реальное оправдание аварии. Но, конечно, оно требует создания системы мероприятий, препятствующих аварии. Можно назвать по крайней мере два положительных примера исключения больших аварий несмотря на расстояния.

Первый пример – центр европейской части СССР, электропитание которого в 1960-х годах в значительной мере осуществлялось от двух удаленных гидроэлектростанций на Волге.

Второй пример – объединение энергосистем Сибири, где основная часть электроснабжения осуществляется с 1960-х годов от крупных гидростанций, сначала от одной Братской, потом еще от трех: Красноярской, Усть-Илимской и Саяно-Шушенской.

В обоих районах, конечно, были аварии, но ни по доле потерянной нагрузки, ни по территориальному распространению они не были столь глобальными, как в США или в Швеции.

С другой стороны, жесточайшие аварии возникают и в совсем других условиях, когда передачи энергии на дальнее расстояние нет. Последние годы таких аварий становится все больше. Описанные здесь примеры – аварии в Северной Америке (§4.2) и авария в Москве (§4.3).

Напрашивается вывод: *если не предусмотрены противоаварийные мероприятия, то большая авария может произойти в сети любой конфигурации*. Характер же аварии и необходимых мероприятий сильно зависит от особенностей конфигурации, хотя нельзя не отметить, что *есть неперемный пакет мероприятий, который требуется при любых условиях*. Эти мероприятия составляют последний эшелон защиты энергосистемы, их задача – сохранить в работе столько генераторов и потребителей, сколько максимально возможно в складывающихся аварийных условиях.

Напомним, что взгляды на применимость противоаварийной автоматики уже описаны в §3.3, а важность эшелонирования мероприятий против аварий – в разделе 1.3.3. Ниже это немного конкретизируется применительно к плотной сети.

4.4.3. Пути аварии в плотной сети

Знакомясь в разделе 4.2.3 и в §4.3 с описаниями аварийных процессов в густых сетях плотно заселенных районов, читатель может обратить внимание на то, что автору не вполне ясна принципиально важная сторона этих процессов. Что является условием продвижения волны аварии по сети и какие свойства сети могут где-то остановить этот вал естественным образом, без управляющих воздействий противоаварийной автоматики?

Приведенное в разделе 4.3.3 сообщение, что «...развитие аварии было остановлено действием оперативного персонала и устройствами автоматики», не проясняет проблему.

Ограничимся по этому поводу некоторыми самыми простыми соображениями, а для этого вернемся к уже рассмотренным авариям в плотных сетях.

В самых общих чертах процессы рассмотренных аварий, можно описать следующим образом.

Бросается в глаза то, что обе аварии произошли в ослабленной сети. В Америке предаварийная ситуация образовалась трудностями в поддержании напряжения и отключением первого крупного генератора. Только через полтора – два часа отключились три линии 345 кВ, а собственно аварийный процесс начался еще через полчаса и затем произошел за считанные минуты. В Москве предаварийное состояние образовывалось крушением подстанции Чагино, которое происходило в течение полутора суток, а сам аварийный процесс вскоре после этого уложился в полтора часа.

Теперь – о двух параллельных путях развития таких аварий.

Отключение даже важной линии не сильно ослабляет плотную электрическую сеть, но изменяет направление потока мощности в ней. Та мощность, которая протекала по этой линии до отключения, должна как-то пройти из избыточной части энергообъединения в дефицитную часть, она и проходит – по другим путям, по другим линиям. Вполне можно себе представить, что по некоторым из этих линий и ранее протекал большой ток (тем более если сеть ослаблена!), а теперь он дополнился тем током, который лишился пути по отключенной линии, и это наложение токов привело к перегрузке еще и этих линий.

Каждая из линий отключилась своей релейной защитой, которая отреагировала или просто на получившийся суммарный слишком большой ток или на еще больший ток короткого замыкания, возникшего на линии из-за провисания ее перегретых проводов. В этот каскадный процесс вовлекаются все новые и новые линии и тем вернее и быстрее, чем большее количество линий к этому моменту было уже отключено. Увеличение количества отключенных линий рано или поздно приводит (и в рассмотренных случаях действительно привело) к другому параллельно развивающемуся и скверному процессу.

Дело в том, что на всё меньшем числе остающихся линий возникают всё большие потери напряжения, и, чтобы поддержать напряжение в сети на приемлемом уровне, генераторы принуждены всё больше увеличивать свои ЭДС. Однако по мере отключения всё новых линий потребность в поддержании напряжения превышает возможности генераторов, они не могут спасти положение, оказываются перегруженными и один за другим отключаются, тем самым осложняя задачу еще оставшихся в работе генераторов и ускоряя их отключение.

Таким образом каскад отключения линий вызывает каскад отключений генераторов и, в результате, полную потерю электропитания целыми районами.

4.4.4. Как остановить вал аварии в плотной сети

Остановить каскадную потерю линий можно только одним способом – нужно ликвидировать необходимость в передаче по линии значительной части той мощности, которая оказалась запертой начальными отключениями, а для этого нужно уменьшить мощность генераторов, находящихся в избыточной части энергообъединения поблизости от этой линии (в аварии 14.08.2003 – в районе ADN или ECAR-S на рисунке 4.4), и уменьшить потребность в получении мощности дефицитной его частью (в случае этой же аварии – в районе ECAR-N). Последнее достигается или увеличением мощности ее генераторов или, если этого мало, отключением части потребителей электроэнергии, причем опять-таки – на возможно более близком расстоянии от этих линий. Требуется точно направленные и решительные действия операторов или противоаварийной автоматики. Эти действия были бы наиболее эффективны, будучи выполненными сразу после первых отключений. Но в рассмотренных случаях этого не произошло ни тогда, ни позже.

Второй аварийный вал – потерю генераторов тоже можно остановить. Для этого нужно своевременно отключить часть потребителей, чтобы за счет этого снизить потоки мощности, нагружающие и сеть и генераторы, и тем самым повисить в сети напряжение и уменьшить опасность для генераторов. В начале про-

цесса это могли бы делать операторы, а по мере повышения опасности, когда исход процесса решается секундами, максимум минутами, – только автоматика. Видимо, и это не выполнялось.

Наконец, последнее – выход из строя электростанции можно предотвратить путем отделения ее вместе с некоторыми ее непосредственными потребителями от общей сети, в которой неприемлемо низок уровень напряжения или частоты. Судя по количеству потерянных электростанций и практически полному коллапсу электроснабжения в громадных районах, отделение станций во время рассмотренных аварий тоже не выполнялось.

Не стоит думать, что создать такую эшелонированную систему всех этих мероприятий и поддерживать ее в такой исправности, что она в любой момент готова вступить в действие, – задача несложная и это не требует ресурсов. Впрочем, ее решение требует несоизмеримо меньше ресурсов, чем уже упомянутое в конце раздела 4.2.3 предложение об инвестициях стоимостью в 100 миллиардов долларов (кстати, желаемое усиление и без того плотной сети, которое вполне достижимо за эти средства, может увеличить опасность аварии рассматриваемого вида, а не уменьшить).

Итак, аварийного обвала плотной сети допускать нельзя, а для этого нужно выявить и ликвидировать первые проявления такого рода аварии – перегрузку первых же линий и понижение напряжения на первых же подстанциях. На худой конец, необходимо сохранить в работе важнейшие электростанции и вместе с ними наиболее ответственных потребителей энергосистемы.