

## Технические решения по реализации автоматики выделения на сбалансированный энергорайон ТЭЦ с поперечными связями по пару

- Баракин К. А., ОАО "Сибтехэнерго"
- Гольц С. Н., ОАО "Сибтехэнерго"
- Наумов В. А., канд. техн. наук, ООО "НПП "ЭКРА"
- Разумов Р. В.<sup>1</sup>, ООО "НПП "ЭКРА"

Рассмотрены подходы к организации системы автоматического выделения на сбалансированный энергорайон при глубоких снижениях частоты тепловой электростанции с поперечными связями по пару на примере Омской ТЭЦ-4. Проанализированы режимы работы электростанции и Омской энергосистемы при параллельной работе с ОЭС, а также в случае потери связи на узловой подстанции. Приведены результаты моделирования характерных режимов работы зима/лето, показана эффективность применения автоматики АВСН на основе модели энергосистемы.

**Ключевые слова:** релейная защита и автоматика энергообъектов, противоаварийное управление энергосистемами и энергообъединениями, электрические станции, аварийное снижение частоты и напряжения.

В настоящее время в энергосистемах России идёт процесс модернизации и замены морально и физически устаревшего оборудования, в том числе устройств автоматического управления, регулирования, защиты и автоматики на базе электронных и полупроводниковых элементов. Им на смену приходят различные цифровые микропроцессорные устройства. Тем не менее проблема возникновения крупных системных аварий всё ещё остаётся актуальной. Так, 7 октября 2003 г. часть областей Центральной и Чернозёмной России оказалась без электроснабжения (во Владимирской обл. без света остались 970 населённых пунктов, в Липецкой и Смоленской – 580 сёл, в Тамбовской и Белгородской – 200, из-за обрывов контактной сети останавливались поезда дальнего следования и электрички). 25 мая 2005 г. из-за аварии в энергосети Центральной России пострадали Москва, Тульская, Московская, Калужская и Рязанская обл. За последние десятилетия произошло несколько развалов крупнейших энергосистем с нанесением огромного ущерба. Это обстоятельство предъявляет всё новые требования к устройствам релейной защиты и автоматики, повышению их надёжности.

При авариях в объединённых энергосистемах (ОЭС) с отделением региональных энергосистем от ОЭС с дефицитом генерирующей мощности возможно значительное снижение частоты ниже допустимых пределов (и снижение напряжения в узлах энергосистемы), что может вызвать повреж-

дение оборудования, нарушение нормальной работы как потребителей, так и источников электроэнергии, находящихся в этом районе. Основная задача автоматики выделения станции на сбалансированный энергорайон и, как следствие, на собственные нужды (АВСН, согласно последним изменениям именуемой теперь частотно-делительной автоматикой, далее ЧДА) состоит в поддержании живучести ТЭЦ при таких крупных авариях [1, 2].

Как показывает практика, причин, которые могут привести к данной ситуации, множество: потеря связей с системой при большом внутреннем дефиците региона, потеря энергоснабжения от крупных энергоблоков или даже целых электростанций и др. Резкое изменение баланса между генерируемой и потребляемой мощностью в сторону увеличения второй ведёт за собой изменение частоты в сторону её снижения, поэтому пуск АВСН осуществляется при снижении частоты, а при необходимости и напряжения, что определяется проектом. Стоит отметить, что цель внедрения автоматики заключается не в спасении энергосистемы, а в сбережении собственных нужд (с.н.) станции, оборудованной АВСН. Такое сбережение позволяет предотвратить повреждения оборудования станции из-за останова с.н. и тем самым сократить послеварийный период. Кроме того, сохраняется энергоснабжение потребителей выделяемого по АВСН энергорайона, что тоже немаловажно, поскольку данный район может быть достаточно большим и

<sup>1</sup> Разумов Роман Вадимович: razumov\_rv@ekra.ru

нагруженным, а также питать ответственные группы потребителей с непрерывным циклом работы.

Частота напряжения переменного тока относится к одному из главных показателей качества электроэнергии. От неё зависит частота вращения электродвигателей, следовательно, и производительность вращаемых ими механизмов (станков, насосов, вентиляторов и др.), поэтому при снижении частоты их производительность снижается. Повышение же частоты приводит к перерасходу электроэнергии, поэтому всякое отклонение частоты наносит ущерб потребителю. Значение отклонения частоты регламентировано ГОСТ [4]. Как известно, хозяйство тепловых станций наиболее чувствительно к снижению частоты по объективным причинам.

Авария в Московской энергосистеме летом 2005 г., во время которой произошла потеря питания большого объёма потребителей, и проведенный анализ этой аварии показали, что ряд электростанций России не обладает важнейшим свойством, а именно – живучестью. Авария в Московской энергосистеме остро поставила вопрос о необходимости технического перевооружения и реконструкции основных объектов электроэнергетики страны с целью обеспечения её живучести. Кроме того, стоит отметить, что выход из этой аварии растянулся более чем на две недели, данное обстоятельство ещё раз подтвердило необходимость возрождения автоматики выделения тепловых станций на собственные нужды, начало практического внедрения которой относится к первой половине XX в.

Один из основных способов повышения живучести электростанций – установка на них автоматики выделения на сбалансированный энергорайон (далее АВСН; под сбалансированным районом понимается энергорайон станции, который выделяет автоматика и далее в нём производит балансировку по вырабатываемой и потребляемой мощности путём выдачи управляющих воздействий), которая срабатывает при недопустимом аварийном снижении частоты и напряжения в энергосистеме и отделяет от энергосистемы турбогенераторы ТЭЦ для работы на сбалансированную нагрузку с.н. или энергорайон станции вместе с тупиковыми линиями, питающими нагрузку. Установка АВСН требовалась согласно стандартам и директивным материалам ЦДУ ЕЭС и РАО “ЕЭС России”.

В результате отделения станции по режимным параметрам происходит перерасчёт баланса генерируемой и потребляемой мощности в выделенном энергоузле и выравнивание этого баланса за счёт отключения нагрузок и использования всех имеющихся резервов электростанции [5]. Фактически на момент выделения энергорайона АВСН производит анализ по балансу мощностей в выделенном энергорайоне, а именно:

$$\text{если } P_{\Sigma\text{ГТ}} < P_{\Sigma\text{СН}} + P_{\Sigma\text{НГ}},$$

где  $P_{\Sigma\text{ГТ}}$  – мощность генераторов;  $P_{\Sigma\text{СН}}$  – мощность, потребляемая с.н.;  $P_{\Sigma\text{НГ}}$  – мощность нагрузки, то управляющие воздействия автоматики направлены на отключение нагрузки на заданное значение небаланса (присоединения, которые могут быть отключены, задаются оператором станции с возможностью изменения в режиме реального времени);

если  $P_{\Sigma\text{ГТ}} > P_{\Sigma\text{СН}} + P_{\Sigma\text{НГ}}$ , то управляющие воздействия автоматики направлены на снижение выработки электроэнергии на заданное значение небаланса.

Стоит также отметить, что данный подход – универсальный и позволяет балансировать любой выделенный энергорайон станции вне зависимости от вида аварии и её причины, конфигурации энергорайона и величин выработки и потребления электроэнергии, а также остальных факторов, которые каким-либо образом могли бы сказаться на работоспособности системы в целом.

Стандартным решением выделения тепловых станций при глубоких снижениях частоты было выделение одного генератора на питание с.н. станции (в случае вывода выбранного генератора в ремонт автоматика переводилась на другой работающий генератор). Однако применение подобного варианта “спасения” станции от посадки на ноль зависит от структуры связей по пару.

В данной статье рассказывается о проблеме выделения станции на сбалансированный энергорайон и путях решения данного вопроса применительно к Омской ТЭЦ-4 (ОТЭЦ-4), где выделение одного генератора на сбалансированную нагрузку с.н. было невозможно из-за поперечных связей по пару в теплотехнической части. Следует отметить, что на ОТЭЦ-4 подобной автоматики не было и решение по применению системы повышения живучести станции отсутствовало.

В ходе работ было проработано и предложено техническое решение по выделению станции при глубоком снижении частоты на сбалансированный энергорайон ОТЭЦ-4 с тупиковой нагрузкой 110, 35 и 6 кВ. Данное решение не только технически, но и экономически обоснованно, так как в случае аварии электроэнергией обеспечивается значительное число потребителей.

Дисбаланс по активной мощности в выделенном энергоузле тепловой станции устраняется электротехнической частью АВСН, именуемой АВСН-Э. Дисбаланс по паровой мощности, возникающий в теплотехнической части, устраняется теплотехнической частью АВСН, именуемой АВСН-Т. Следует также отметить, что решения, принятые на ОТЭЦ-4, индивидуальные и при применении на других станциях могут частично или даже полностью видоизменяться (но при сохранении общей концепции), потому что найти абсо-

ой рабо-  
электро-  
Основна  
сбаланс  
, на соб  
цим во  
елите,  
ддерж  
авария

рые мо-  
ю: пото-  
нем да-  
от круп-  
станции  
ерируе-  
увели-  
стоты в  
осуше-  
обходи-  
объект  
матика  
а в сбе-  
обору-  
зет пре-  
станции  
после-  
я энер-  
АВСН  
сколько  
шим п

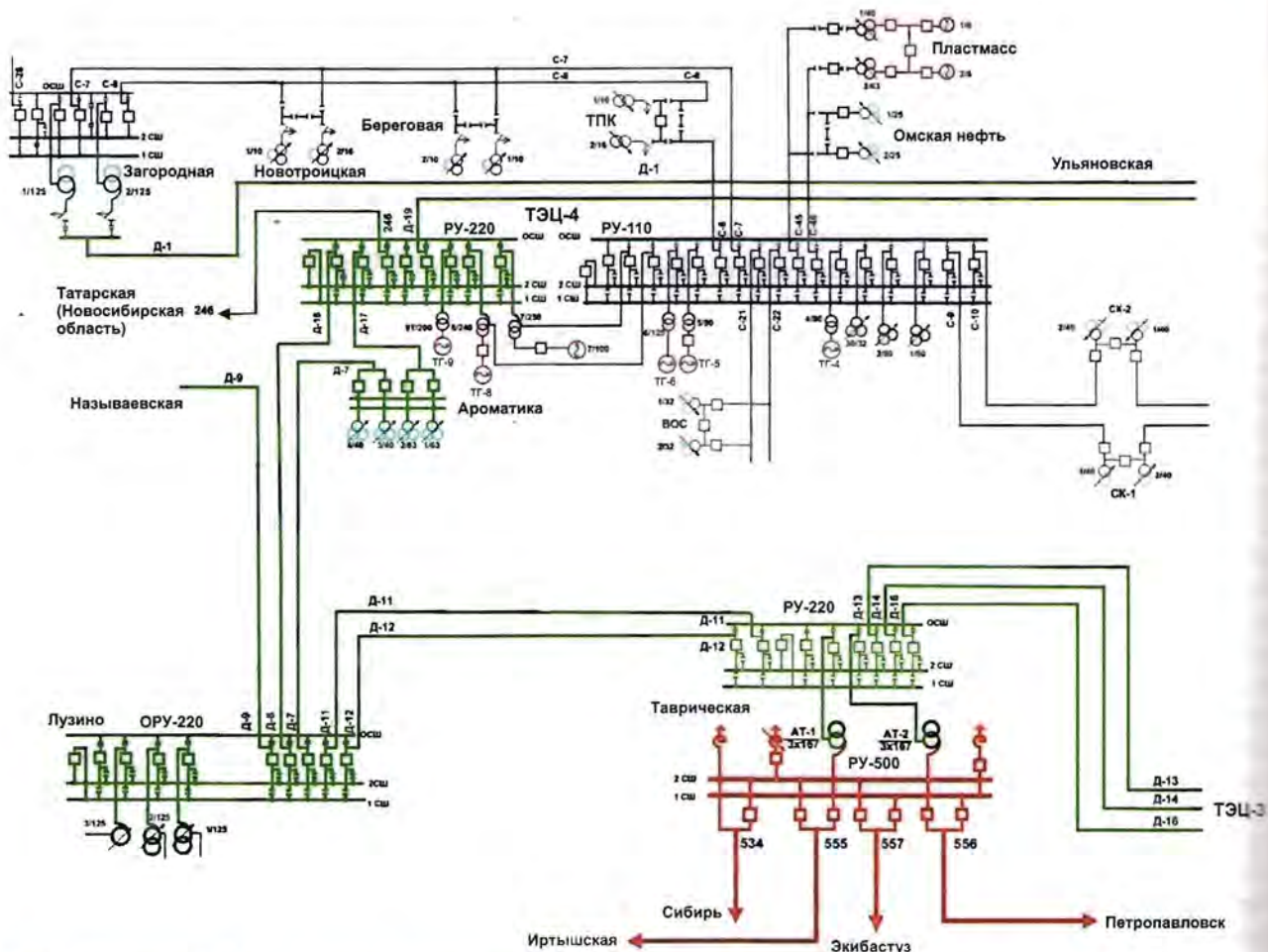


Рис. 1. Омская ТЭЦ-4 и её связи с энергосистемой

лотно идентичные две станции по составу оборудования и схемно-режимным особенностям работы просто невозможно.

Устройства АВСН на базе микропроцессорной техники позволяют достаточно точно определить оставшуюся нагрузку с.н. и нагрузку турбогенераторов ТЭЦ в момент отделения её от энергосистемы, выполнить баланс вырабатываемой и потребляемой активной и реактивной мощности турбогенераторов ТЭЦ и нагрузки с.н. путём дискретных переключений в системе основного электротехнического и теплотехнического оборудования и исключить значительное повышение частоты вращения турбоагрегатов.

Совместно с ОАО «Сибтехэнерго» на базе терминала релейной защиты, автоматики и управления серии ЭКРА 200 компанией ООО «НПП «ЭКРА» реализован проект автоматики выделения с.н. ОТЭЦ-4 с переходом на автономную работу с выделенной нагрузкой с.н. и тупиковых линий.

Омская энергосистема связана (рис. 1) с ОЭС Казахстана по линиям 500 кВ Ермак – Иртышская – Таврическая (ВЛ 555), Экибастуз – Таврическая (ВЛ 557), а с ОЭС Урала по линии Курган – Петропавловск – Таврическая (ВЛ 556). Режим параллельной работы Омской энергосистемы с ОЭС Си-

бири в настоящее время обеспечивается по межсистемной линии 220 кВ (ВЛ 246) от Омской ТЭЦ-4 до ПС 220 кВ Татарская и далее до Новосибирска, а также по линиям 110 кВ (С-15 и С-16) от ПС Валерино до ПС Татарская. Имеются линии связи 220 кВ с Барнаулом, по которым также может осуществляться параллельная работа Омской энергосистемы с ОЭС Сибири.

В качестве аварийного расчётного режима для Омской энергосистемы выбирается наиболее тяжёлый (он и рассмотрен в данной статье, однако в проекте исследовались и остальные вероятные режимы, которые здесь не описаны ввиду объёма материала), который приводит к аварийному снижению частоты до недопустимых пределов и срабатыванию АВСН омских ТЭЦ. На момент решения вопроса на ОТЭЦ-4 устройство АВСН отсутствовало.

Омская энергосистема – дефицитная. Летом 2006 г. активная мощность генераторов электростанций Омской энергосистемы  $P_{\Gamma} = 569$  МВт, реактивная  $Q_{\Gamma} = 184,8$  Мвар, в то время как мощность нагрузки  $P_{\text{н}} = 979,3$  МВт,  $Q_{\text{н}} = 586,6$  Мвар. Зимой 2007 г.  $P_{\Gamma} = 1079$  МВт,  $Q_{\Gamma} = 421$  Мвар,  $P_{\text{н}} = 1519,1$  МВт,  $Q_{\text{н}} = 668,9$  Мвар. Имеющийся дефицит мощности Омской энергосистемы ли-

исчисляется за счёт того, что она имеет связи по линиям 500 кВ с ОЭС Казахстана (Ермаковская ГРЭС и AES “Экибастуз”), и ОЭС Урала, по которым осуществляются основные перетоки, а также по линиям 220 и 110 кВ с ОЭС Сибири (с Новосибирской и Барнаульской энергосистемами).

В табл. 1 приведены данные по перетокам активной мощности по линиям связи 500 – 220 – 110 кВ Омской энергосистемы с ОЭС Казахстана, ОЭС Урала и ОЭС Сибири в характерные летний и зимний режимы.

Рассмотренные факторы и легли в основу работы электрической части автоматики выделения Омской ТЭЦ-4.

Основным условием пуска устройства АВСН-Э является снижение частоты напряжения одновременно на первой и на второй системах связи 110 и 220 кВ до следующих пределов (три условия срабатывания):

- 1) уставка 1: частота срабатывания  $f < 47$  Гц, с выдержкой времени 30 с;
- 2) уставка 2: частота срабатывания  $f < 46,5$  Гц, с выдержкой времени 0,5 с;
- 3) уставка 3: по скорости снижения частоты при скорости снижения частоты  $df/dt > 1,5$  Гц/с и достижении значения частоты 47 Гц АВСН-Э срабатывает с выдержкой времени 0,1 с).

Устройство АВСН-Э действует на отключение выключателей линий связи с энергосистемой 110 кВ и на отключение выключателей линий связи с энергосистемой 220 кВ. Резервирование управляющих воздействий по отключению линий осуществляется путём выдачи при необходимости команд на разделение автотрансформаторной связи 220/110 кВ.

Расчётные данные режимов работы Омской энергосистемы, возможные варианты построения системы АВСН ОТЭЦ-4, включая выделение станции на сбалансированный район, работающий параллельно с Новосибирской энергосистемой, рассматривались исходя из режимов лета 2006 г. – лета 2007 г., сведения о которых имелись на момент начала работ по созданию системы. Расчёт производился исходя из существования самой тяжёлой аварийной ситуации в Омской энергосистеме, вызванной потерей связи с ОЭС на ПС Таврическая в результате отключения автотрансформаторной связи. При выведенном в ремонт автотрансформаторе АТ-2 на ПС Таврическая в результате аварии выходит из строя автотрансформатор АТ-1, при этом Омская энергосистема теряет связь с ОЭС Казахстана и ОЭС Урала. В результате аварии в Омской энергосистеме возникает дефицит активной мощности, что приводит к аварийному снижению частоты в энергосистеме.

Первую очередь противоаварийных действий производят устройства АЧР (автоматическая частотная разгрузка) путём отключения нагрузки на подстанциях потребителей, но их действий недос-

точно, так как существует большой дефицит активной мощности. Из-за разности частот возникает асинхронный ход Омской энергосистемы относительно ОЭС Сибири по линии 220 кВ (ВЛ 246) и линиям 110 кВ связи с Новосибирской энергосистемой, а также по линиям 220 кВ связи с Барнаульской энергосистемой. Новосибирская энергосистема связана с ОЭС Сибири по линиям 220 и 500 кВ на ПС 500/220 кВ Заря. При асинхронном ходе Омской энергосистемы отключаются автоматикой ликвидации асинхронного режима (АЛАР) две линии 110 кВ на ПС Валерино и две линии на ПС Иртышская. При этом ВЛ 246 должна отключаться АЛАР на Омской ТЭЦ-4 или на ПС Татарская.

На основании данных, присланных из РДУ “Омскэнерго” и “ОГК”, а также РДУ “Новосибирскэнерго”, была составлена совместная модель Омской и Новосибирской энергосистем, согласованная с ОДУ Сибири, смоделирована расчётная авария и задана работа действующей автоматики Омской энергосистемы, а также работа проектируемой автоматики АВСН-Э, устанавливаемой на ОТЭЦ-4. При расчётах приняты следующие допущения:

- 1) Омская энергосистема задаётся полностью, согласно схеме, полученной из РДУ “Омскэнерго”;
- 2) Новосибирская энергосистема задаётся по упрощённой схеме (учитываются только крупные ПС, электростанции и линии связи 220, 500 кВ);
- 3) за шины бесконечной мощности в ОЭС Сибири принимаются шины 500 кВ ПС Заря;
- 4) АЧР узлов Омской энергосистемы задаётся как отключение части нагрузки на ПС 110 кВ (ввиду отсутствия данных по фидерам 10 кВ, отходящим от этих ПС).

Расчёт всех режимов энергосистемы произведён с учётом существующей автоматики Омской

Таблица 1

Перетоки активной и реактивной мощности по линиям 500 – 220 – 110 кВ

ВЛ	Напряжение, кВ	P, МВт	Q, Мвар
АкГРЭС – Иртышская	500	482/475	-98/-152
Мынкуль – Иртышская	220	11/9,8	5/67,3
Валиханово – Иртышская	220	11/9,1	-2/92,4
ЭГРЭС – Таврическая	500	321/316	34/-23
Аврора – Таврическая	500	-439/-471	129/-74
Татарская – ОТЭЦ-4	220	-3/63	1/-12
Татарская – Валерино	110	5,8/46,3	-8,9/19,2
Суммарный переток в Омскую энергосистему		388,8/448,2	77,9/-229,5

Примечания: 1. Числитель – характерный летний режим 2006 г.; знаменатель – характерный зимний режим 2007 г. 2. АкГРЭС – Аксуская ГРЭС; ЭГРЭС – Экибастузская ГРЭС.

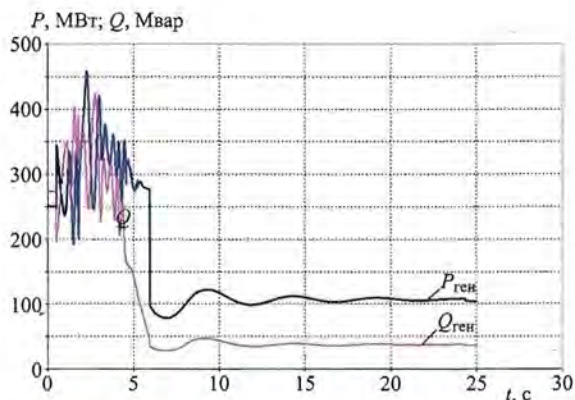


Рис. 2. Колебания генерируемой активной  $P_{ген}$  и реактивной  $Q_{ген}$  мощности на Омской ТЭС-4 (характерный зимний режим)

энергосистемы и закладываемой АВСН ОТЭС-4. Связь Омской и Новосибирской энергосистем осуществляется по линии связи 220 кВ ВЛ 246 от Омской ТЭС-4 до ПС Татарская и по линиям связи 110 кВ от ПС Валерино до ПС Татарская, связь Омской и Барнаульской энергосистем – по линии связи 220 кВ от ПС Иртышская.

Расчёты аварийных режимов Омской энергосистемы производились с учётом исследования возможности выделения ОТЭС-4 на параллельную работу с Новосибирской энергосистемой. Данное решение признано невозможным, ввиду отключения ВЛ 246 связи устройством АЛАР до срабатывания АВСН во всех режимах.

Расчёты аварийных режимов показали, что при заданных начальных условиях Омская ТЭС-4 в случае возникновения расчётной аварии всегда будет выделяться на изолированную работу как в летний, так и в зимний периоды. По линии связи ВЛ 246 ОТЭС-4 с Новосибирской энергосистемой возникает асинхронный ход, и она всегда отключается автоматикой АЛАР, установленной на ВЛ 246, на Омской ТЭС-4 или АЛАР на ПС Татарская.

Расчёты производились для типичных режимов работы зима – лето Омской энергосистемы, её

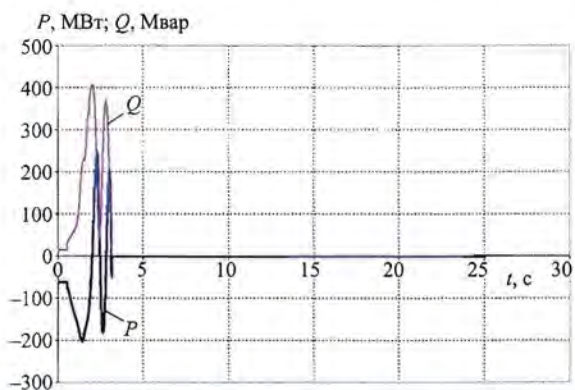


Рис. 3. Переток активной и реактивной мощности по ВЛ 246 связи с Новосибирской энергосистемой (характерный зимний режим)

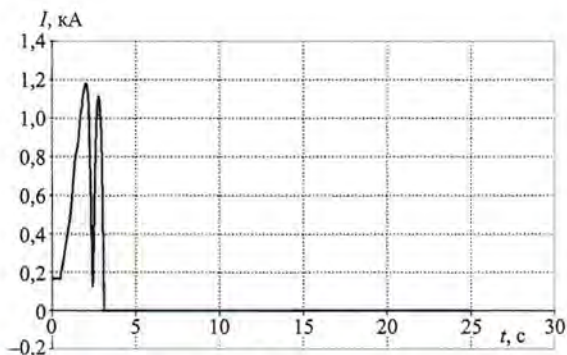


Рис. 4. Ток ВЛ 246 связи Омской ТЭС-4 с Новосибирской энергосистемой (характерный зимний режим)

изолированной работы при системной аварии и работе автоматики АВСН.

**Результаты расчёта аварийных режимов** при отделении турбогенераторов ОТЭС-4 от энергосистемы для работы на изолированную нагрузку и сбалансированный энергорайон **в период зимнего максимума**. В результате аварийного снижения частоты в энергосистеме возникает асинхронный ход Омской энергосистемы относительно ОЭС Сибири по линии ВЛ 246 и С-15, С-16 и ВЛ 224, ВЛ 225, и они отключаются автоматикой АЛАР.

Как следует из расчёта, в начальный период аварии, при асинхронном ходе по ВЛ 246 (в течение 2,8 с), напряжение на шинах 220 кВ ОТЭС-4 колеблется в пределах от 181 до 225 кВ, напряжение на шинах 110 кВ колеблется в пределах от 100 до 120 кВ. При этом суммарная активная и реактивная мощность турбогенераторов ОТЭС-4 изменяется в пределах от 200 до 460 МВт и от 195 до 420 Мвар соответственно (рис. 2).

Во время асинхронного режима по ВЛ 246 активная и реактивная мощность по линии колеблется в пределах от -200 до +240 МВт и от 40 до 420 Мвар соответственно (рис. 3). Ток по ВЛ 246 при этом в течение 2,8 с колеблется в пределах от 0,100 до 1,18 кА (рис. 4).

Снижение частоты в Омской энергосистеме приводит к работе АЧР, при этом частота в энергосистеме и на шинах 110 и 220 кВ ОТЭС-4 в течение 5,5 с снижается от исходного значения 50 Гц до 46,5 Гц (со скоростью 0,56 Гц/с). АВСН-Э срабатывает по второй уставке ( $f \leq 46,5$  Гц,  $t = 0,5$  с) и отключает выключатели линий связи с энергосистемой 110 кВ (С-7, С-8, С-21, С-22) и 220 кВ (Д-17, Д-18, Д-19). При этом ОТЭС-4 выделяется на изолированную работу с нагрузкой с.н. и турбовых линий 110 – 35 – 6 кВ (рис. 1) и именуется энергорайоном ОТЭС-4.

В результате срабатывания АВСН-Э ОТЭС-4 её турбогенераторы выделяются на изолированную работу с избытком генерируемой мощности (это обязательное условие). При отделении от энергосистемы суммарная генерируемая активная мощность турбогенераторов снижается

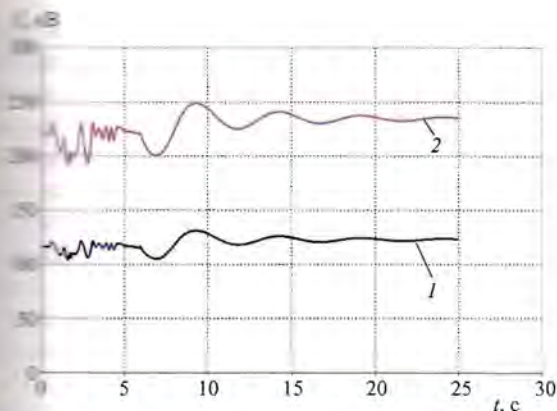


Рис. 5. Напряжения на шинах 110 кВ (1) и 220 кВ (2) ОТЭЦ-4 (характерный зимний режим)

100 МВт (в соответствии со статизмом регулятора скорости турбин), а суммарная реактивная – 40 Мвар. Частота на шинах 110 и 220 кВ ОТЭЦ-4 через 2,5 с достигает 51,8 Гц и через несколько затухающих колебаний (в течение 15 с) устанавливается на уровне 51,5 Гц с максимальной скоростью изменения частоты 2,6 Гц/с. Напряжение на шинах 110 кВ ОТЭЦ-4 после затухания колебаний в течение 15 с устанавливается на уровне 121 кВ, на шинах 220 кВ – 235 кВ, минимальное значение напряжения на шинах ЗРУ 110 кВ составляет 105 кВ, максимальное – 135 кВ, а на шинах ЗРУ 220 кВ – 181 и 250 кВ соответственно (рис. 5).

Напряжение на шинах 220 кВ ПС Татарская в этом режиме изменялось от 200 до 215 кВ при асинхронном ходе по ВЛ 246 и восстановилось на уровне номинального значения через 4 с от момента аварии.

**Результаты расчёта аварийных режимов** при отделении турбогенераторов ОТЭЦ-4 от энергосистемы для работы на изолированную нагрузку и сбалансированный энергорайон **в период летнего минимума.** В результате аварийного снижения частоты в энергосистеме возникает асинхронный ход Омской энергосистемы относительно ОЭС

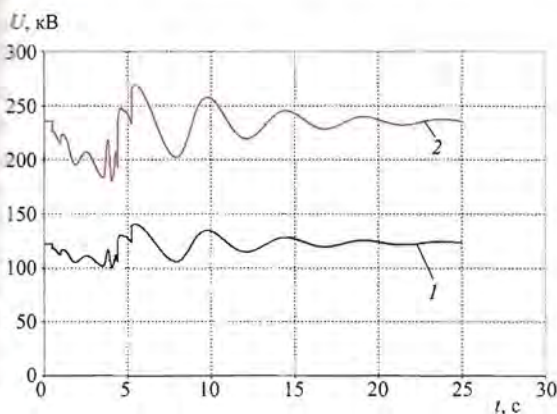


Рис. 6. Напряжения на шинах 110 кВ (1) и 220 кВ (2) ОТЭЦ-4 (характерный летний режим)

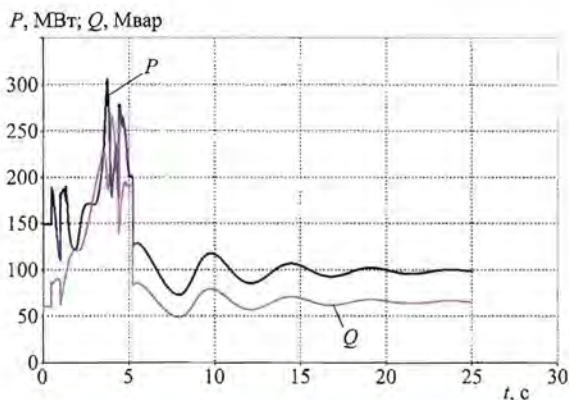


Рис. 7. Колебания активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощности на ОТЭЦ-4 (характерный летний режим)

Сибири по линии ВЛ 246 и С-15, С-16 и ВЛ 224, ВЛ 225, и они отключаются АЛАР.

При аварийном снижении частоты в энергосистеме в летний период частота на шинах 110 кВ ОТЭЦ-4 снижается от номинального значения 50 Гц до 45,7 Гц, при этом напряжение на шинах 110 кВ ОТЭЦ-4 снижается от 122 до 100 кВ (рис. 6). Турбоагрегаты ОТЭЦ-4 в этом режиме пытаются ликвидировать возникший в энергосистеме дефицит мощности, при этом наблюдаются колебания активной и реактивной мощности турбогенераторов ОТЭЦ-4. После отключения устройством АЛАР линии ВЛ 246 и затухания переходного процесса (рис. 7) суммарная активная мощность турбогенераторов ОТЭЦ-4 устанавливается.

Аварийное снижение частоты в Омской энергосистеме приводит к работе АЧР, частота в энергосистеме и на шинах 110 и 220 кВ ОТЭЦ-4 в течение 3,0 с снижается от исходного значения 50 Гц до 45,7 Гц (с максимальной скоростью 2,4 Гц/с) (рис. 8). АВСН-Э срабатывает по третьей уставке ( $f \leq 47$  Гц,  $df/dt > 1,5$  Гц/с,  $t = 0,1$  с) и отключает выключатели линий связи с энергосистемой 110 кВ (С-7, С-8, С-21, С-22) и 220 кВ (Д-17, Д-18, Д-19). При этом ОТЭЦ-4 выделяется на изо-

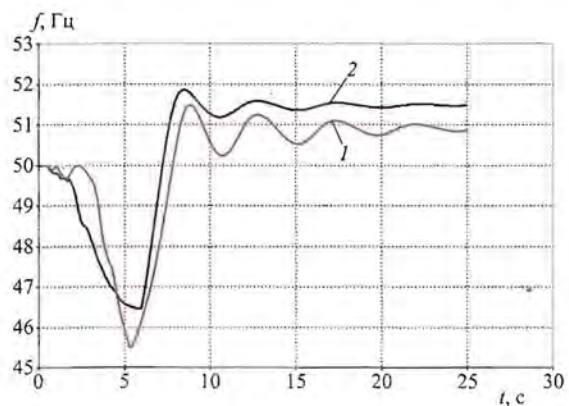


Рис. 8. Частота напряжения на системе шин 110 кВ при развитии аварии и работе АВСН-Э: 1 – характерный летний режим; 2 – характерный зимний режим

лированную работу с нагрузкой с.н. и тупиковых линий 110 – 35 – 6 кВ.

В результате работы АВСН-Э ОТЭЦ-4 её турбогенераторы выделяются на изолированную работу с избытком мощности. При отделении от энергосистемы суммарная активная мощность турбогенераторов ОТЭЦ-4 снижается до 98 МВт (в соответствии со статизмом регуляторов скорости турбин), суммарная реактивная – до 65 Мвар (рис. 7).

В результате работы АВСН-Э частота на шинах 110 и 220 кВ ОТЭЦ-4 через 3 с достигает 51,5 Гц и через несколько затухающих колебаний (в течение 15 с) устанавливается на уровне 51 Гц, максимальная скорость изменения частоты составляет 2,6 Гц/с. Напряжение на шинах 110 и 220 кВ ОТЭЦ-4 после затухания колебаний в течение 15 с устанавливается на уровне 122 и 238 кВ, на шинах ЗРУ 110 кВ – 102 кВ (максимальное значение 140 кВ), а на шинах ЗРУ 220 кВ – 182 (270) кВ.

Напряжение на шинах 220 кВ ПС Татарская в этом режиме изменяется от 100 до 140 кВ при асинхронном ходе по ВЛ 246 и восстанавливается на уровне номинального значения через 9 с от момента аварии.

Срабатывают следующие измерительные (выявляющие) органы противоаварийной автоматики АВСН-Э энергоузла ОТЭЦ-4:

орган контроля работы станции, выбирающий один из возможных вариантов выделения станции автоматикой, определяет введённые в работу турбогенераторы, системные линии и линии, связывающие станцию с энергосистемой соседнего региона (при факте наличия таковых: для ОТЭЦ-4 – это ВЛ 246 связи Омской и Новосибирской энергосистем);

орган контроля присоединений, выявляющий работу всех системных линий и трансформаторов на них, запрет АПВ линий и сигнализации их состояний включено – выключено. Работа АВСН-Э возможна только при получении сигнала о достоверном отключении всех системных линий региона;

частотный орган, осуществляющий в режиме реального времени мониторинг частоты напряжения шин станции. Частотные реагирующие органы имеют уставки срабатывания по снижению частоты напряжения, а также скорости этого изменения. Частотный орган также задействован в анализе значения частоты после проведения необходимых отключений в выделенном энергоузле с целью вытягивания частоты более 49,8 Гц (верхний предел частоты определяется статическими характеристиками турбогенераторов, установленных на ТЭЦ). Далее срабатывает сигнализация в установленном режиме о стабильном нахождении частоты в допустимых пределах и выдаётся команда в тепловую часть АВСН-Т для балансировки по вырабатываемой и потребляемой паровой мощности в теплотехнической части станции, так как для со-

хранения энергобаланса узла необходимо также привести в соответствие расход пара с выработкой на котлах. Если частота в энергоузле меньше 49,8 Гц, то автоматика выдаёт управляющие воздействия на дальнейшие отключения тупиковых линий на расчётную величину, что обеспечивает повышение частоты до требуемых пределов (все отключаемые линии и порядок их отключения согласовываются с заказчиком). Переход в режим ожидания устройства АВСН-Э происходит при устойчивом увеличении частоты напряжения на контролируемых системах шин выше 49,8 Гц;

орган небаланса мощности, ведущий постоянный мониторинг значений генерируемой и потребляемой мощности по каждому присоединению. По этим данным производится расчёт отключаемой нагрузки после срабатывания АВСН-Э. В общем виде активная мощность тупиковой нагрузки ТЭЦ, которая подлежит отключению, вычисляется следующим образом:

$$\Delta P_{\text{откл}} = \frac{\Sigma P_{\Gamma}}{1,05} - \Sigma P_{\text{нг.сн}} \left( 1 + \frac{f_{\text{ном}} - f_1}{f_{\text{ном}}} K_{pf} \right),$$

где  $\Sigma P_{\Gamma}$  – суммарная активная мощность, вырабатываемая турбогенераторами ТЭЦ до аварии;  $\Sigma P_{\text{нг.сн}}$  – суммарная активная мощность, потребляемая ТЭЦ на с.н. и питание тупиковых нагрузок до аварии;  $f_1$  – частота напряжения на шинах ТЭЦ;  $K_{pf}$  – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки.

Устройство АВСН-Э непрерывно фиксирует мощность каждого присоединения, суммарную мощность генераторов, суммарную потребляемую мощность нагрузки с.н. ОТЭЦ-4, нагрузку тупиковых линий 6 – 35 – 110 кВ, определяет избыток или дефицит активной мощности в отделимом Омской энергосистемы энергоузле до разделения ОТЭЦ-4 с линиями 110 и 220 кВ Омского энергосистемы региона. Устройство АВСН-Э постоянно контролирует направление перетоков мощности по присоединениям шин 110 и 220 кВ ОТЭЦ-4, частоту напряжения систем шин станции и скорость её изменения.

На рис. 8 приведено расчётное изменение частоты в зимний и летний периоды при развитии аварии, вызванной дефицитом генерации из-за потери связей с энергосистемой. Выбраны и учтены все уставки, по которым срабатывает АВСН-Э на основе приведённых расчётов. Выделение ОТЭЦ-4 с работой на сбалансированный энергорайон устройством АВСН-Э происходит корректно, и необходимое достижение избытка генерируемой мощности происходит за короткий промежуток времени (отвечает всем режимным требованиям, предъявляемым к подобным устройствам). Достиженный избыток генерируемой мощности приводит к повышению частоты на допустимую величину [2] и устраняется работой регулятора

объекты (приводится к номиналу 50 Гц), вместе с которыми вступает в работу АВСН-Т, проводя балансировку по вырабатываемому и потребляемому пару теплотехнической части.

Устройство АВСН-Э анализирует аналоговые сигналы ТТ и ТН турбогенераторов, ТСН и трансформаторов связи, автотрансформаторов, линий 6 – 35 – 110 – 220 кВ, шин ЗРУ (закрытых РУ). Также на вход устройства АВСН-Э поступают дискретные сигналы о положении выключателей турбогенераторов, ТСН и трансформаторов связи, автотрансформаторов, линий 6 – 35 – 110 – 220 кВ. Устройство АВСН-Э ведёт обработку 55 токов и напряжений, контролируя при этом 40 присоединений 6, 35, 110 и 220 кВ энергорайона ОТЭЦ-4.

Логический контроллер обрабатывает поступающую информацию об энергоузле управления и в соответствии с алгоритмами АВСН-Э формирует через блоки выходных реле управляющие воздействия на отключение выключателей системных линий 110 и 220 кВ с запретом АПВ, а также на отключение выключателей тупиковых линий нагрузок 110, 35 и 6 кВ по мере необходимости.

Режим летнего минимума 2006 г. характеризуется работой трёх турбогенераторов ТГ-4, ТГ-6 и ТГ-7. Суммарная мощность станции  $P_{\Sigma ТГ}$  составляет 149 МВт. По системной линии 246 связи с Новосибирской энергосистемой переток составляет 72,36 МВт, по двум системным линиям Омской энергосистемы Д-18 и Д-19 – 42,7 МВт; по системным линиям Д-17, С-8, С-7, С-21 и С-22 – 129,63 МВт. Нагрузка тупиковых линий от ОТЭЦ-4 и мощность с.н.  $P_{\Sigma ТГ.сн} = 113,43$  МВт (табл. 2).

При потере связи Омской энергосистемы и ОЭС начинается развитие аварии (это событие будем считать точкой отсчёта, т.е. временем 0,0 с). Через 1,0 с из-за снижения частоты и возникновения асинхронного хода срабатывают устройства АЛАР линий 110 – 220 кВ связи Омской энергосистемы с соседними регионами. Отключение системных связей 110 – 220 кВ продолжается до момента времени 0,52 с, при этом отключается и линия 246 связи Новосибирской энергосистемы и ОТЭЦ-4. Через 3,75 с срабатывает АВСН по уставке:  $f \leq 47$  Гц,  $df/dt > 1,5$  Гц/с,  $t = 0,1$  с, и в соответствии с заданным алгоритмом работы устройства отключаются выключатели линий связи с энергосистемой 110 кВ (С-7, С-8, С-21, С-22) и 220 кВ (Д-17, Д-18, Д-19). При этом ОТЭЦ-4 выделяется на изолированную работу с нагрузкой с.н. и тупиковых линий 110 – 35 – 6 кВ. Отключения тупиковых линий не требуется, так как  $P_{\Sigma ТГ} > P_{\Sigma ТГ.сн}$  в выделенном узле ОТЭЦ-4 (дисбаланс по режиму, предшествующему аварии, 149 и 113,43 МВт составляет 35,53 МВт в сторону превышения генерации).

Режим зимнего максимума 2007 г. характеризуется большей генерацией на станции и большим

потреблением в системе в соответствии с зимним графиком нагрузки. В работе находятся пять турбогенераторов: ТГ-4, ТГ-5, ТГ-6, ТГ-7, ТГ-9. Общая генерируемая мощность составляет 251 МВт, приток по линиям 246 и Д-19 – 94,96 МВт. Мощность, отходящая от ОТЭЦ-4 по системным линиям Д-17, Д-18, С-7, С-8, С-21, С-22, составляет 216,33 МВт, нагрузка тупиковых линий от ОТЭЦ-4 и нагрузка с.н. – 129,63 МВт (табл. 3).

При потере связи Омской энергосистемы и ОЭС начинается развитие аварии (это событие будем считать точкой отсчёта, т.е. временем 0,0 с). Через 0,49 с из-за снижения частоты и возникновения асинхронного хода срабатывают устройства АЛАР линий 110 – 220 кВ связи Омской энергосистемы с энергосистемами соседних регионов. Отключение связей продолжается до момента времени 0,89 с (при этом отключается и линия 246 связи ОТЭЦ-4 с системой Новосибирска). В момент времени 8,55 с срабатывают АВСН по уставке:  $f \leq 46,5$  Гц,  $t = 0,5$  с, и отключаются выключатели линий связи с энергосистемой 110 кВ (С-7, С-8, С-21, С-22) и 220 кВ (Д-17, Д-18, Д-19). Омская ТЭЦ-4 выделяется на изолированную работу с нагрузкой с.н. и тупиковых линий 110 – 35 – 6 кВ. Отключения тупиковых линий не требуется, так как  $P_{\Sigma ТГ} > P_{\Sigma ТГ.сн}$  в выделенном узле ОТЭЦ-4 (дисбаланс по режиму, предшествующему аварии, 251 и 129,63 МВт составляет 121,37 МВт в сторону превышения генерации). Генератор ТГ-8 вводится в работу диспетчером станции по усмотрению в зависимости от баланса работы энергосистемы в нормальном режиме.

Системой АВСН-Э предусмотрено возможное дальнейшее развитие станции и включение дополнительных присоединений в алгоритм работы, а

Таблица 2

Параметры работы ОТЭЦ-4 (характерный летний режим)

Элемент	P, МВт	Q, Мвар	Примечание
ТГ-4	45	14,8	–
ТГ-5	Выведен	–	–
ТГ-6	57	26,8	–
ТГ-7	47	18,5	–
ТГ-8	Выведен	–	–
ТГ-9	Выведен	–	–
Суммарная по ТГ	149	60,1	–
Системные линии 246, Д-18, Д-19	75,06	38,1	Переток в сторону ОТЭЦ-4
Системные линии Д-17, С-8, С-7, С-21, С-22	110,66	29,31	Переток от ОТЭЦ-4
Суммарная нагрузка тупиковых присоединений ОТЭЦ-4	113,4	68,88	Тупиковые линии 110 – 35 – 6 кВ



именно введение в строй блока ТГ-1 и ввод новых линий.

На рассмотренных примерах показано, что выделение ОТЭЦ-4 в изолированный энергоузел происходит с превышением выработки над потреблением. Однако возможны ситуации, когда в работе будет находиться меньшее число турбогенераторов и произойдёт отключение станции с дефицитом генерируемой мощности. Тогда для "вытягивания" частоты до номинала будут произведены отключения тупиковых линий (в случае, когда  $P_{\Sigma ТГ} > P_{\Sigma Л.СН}$ ) на заданную величину дефицита. Данные управляющие воздействия определяются внутренним алгоритмом АВСН-Э и действуют на отключение необходимого числа присоединений [линий С-9, С-10, С-15 (пока в резерве), С-16 (пока в резерве), С-45, С-46, а также нагрузки ГРУ 6 кВ и ЗРУ 35 кВ)]. Режим работы станции с генерацией меньше, чем потребляемая мощность подключённых к ОТЭЦ-4 тупиковых линий нагрузки, возможен летом, когда задействованы один-два турбогенератора.

Причинами такой низкой генерации могут быть малое потребление тепловой мощности (или вообще отсутствие такого потребления), ремонт или реконструкция первичного оборудования, а также ряд других. Отключения производятся до тех пор, пока частота не превысит уставку в 49,8 Гц, только тогда вступает в свою работу АВСН-Т; верхний же предел частоты в выделенном энергоузле определяется статической характеристикой генераторов станции.

Расчёты балансов активной мощности ведутся исходя из перетоков мощности по присоединениям, предшествующих наступлению аварии, что

Таблица 3

Параметры работы ОТЭЦ-4 (характерный зимний режим)

Элемент	Мощность		Примечание
	P, МВт	Q, МВар	
ТГ-4	34	39,4	–
ТГ-5	48,0	40,5	–
ТГ-6	56,5	57,8	–
ТГ-7	56,5	61,9	–
ТГ-8	Выведен	–	
ТГ-9	56,0	74,0	–
Суммарная по ТГ	251,0	273,62	–
Системные линии 246, Д-19	94,96	20,8	Переток в сторону ОТЭЦ-4
Системные линии Д-17, Д-18, С-7, С-8, С-21, С-22	216,33	239,58	Переток от ОТЭЦ-4
Суммарная нагрузка тупиковых присоединений ОТЭЦ-4	129,63	54,84	Тупиковые линии 110 – 35 – 6 кВ

важно для скорейшего достижения баланса мощности и стабилизации частоты в выделенном узле в заданном диапазоне допустимых отклонений.

В алгоритме действия АВСН-Э предусмотрена возможность изменения очередности отключения тупиковых нагрузок, а также возможность вывода отдельных позиций из этого перечня. Очередность и вывод отдельных позиций могут быть изменены оператором станции или оперативным персоналом через перечень задействованных и выведенных присоединений.

Данный алгоритм реализуется на башкафов противоаварийной автоматики и терминала серии ЭКРА 200, который ведёт протокол событий и по запросу передаёт их через каналы связи на персональный компьютер. Для каждого события записываются дата, время, основные параметры режима и специфическая информация, соответствующая этому событию. Ведётся передача данных о состоянии работы автоматики на ГЩУ ТЭЦ в РДУ региона.

Вся АВСН-Э сама по себе не является достаточной для балансировки и нормальной работы ТЭЦ при системных авариях. Большую сложность работы на сбалансированную нагрузку представляет работа с котельным оборудованием, наименее маневренной частью тепломеханического оборудования. Именно АВСН-Т и предназначена для этих целей.

Аналогично дисбалансу, возникающему в электрической части по активной и реактивной мощности, возникает при выделении станции дисбаланс по вырабатываемой и потребляемой паровой мощности, который устраняется теплотехнической автоматикой АВСН-Т. Теплотехническая часть автоматики АВСН интегрирована в совместную работу с АВСН-Э (рис. 9). Именно это сочетание и позволяет добиться желаемого результата при автономной работе станции.

Теплотехническая часть ведёт анализ работы котлов, как задействованных, так и готовых к пуску, учитывает в своих алгоритмах номинальную реальную загрузки котлов в их регулировочных диапазонах, виды топлива и его параметры (включая возможные изменения параметров одного вида топлива), определяет потребность в паре турбины и ведёт ввод / вывод новых мощностей. Физическая электротехническая и теплотехническая часть АВСН разделены на разные устройства, так первая часть является по своей сути устройством ПА, управляющее режимом энергорайона при выделении станции, а другая – групповой регулятор теплотехнического оборудования при выделении станции, которая работает гораздо медленнее и по совершенно другим алгоритмам управления (управления технологическими процессами станции).

О способе организации теплотехнической части АВСН-Т, необходимости её применения

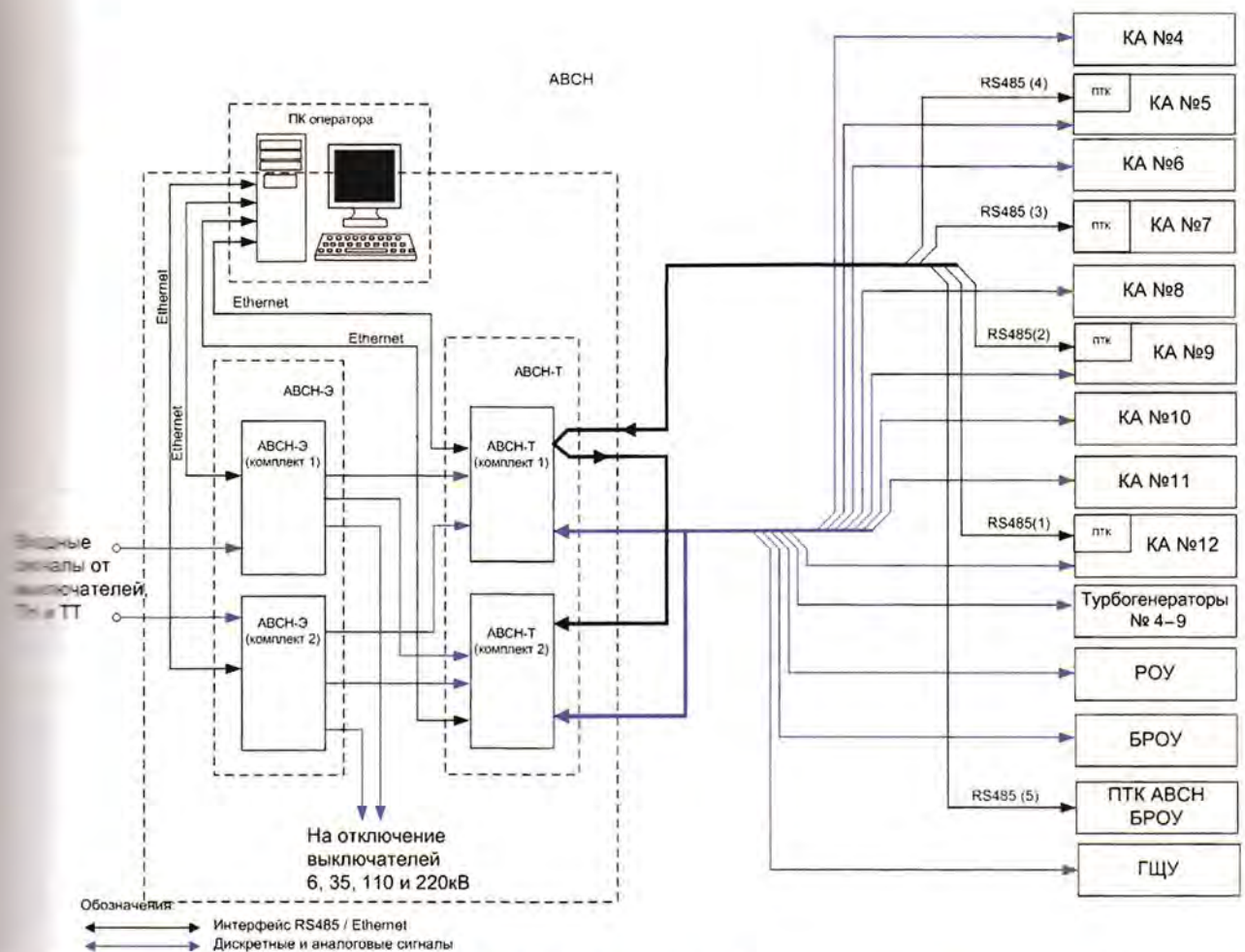


Рис. 9. Схема организации системы АВСН (АВСН-Э и АВСН-Т) и её взаимодействие с электрическим и теплотехническим оборудованием станции

принципах функционирования будет рассказано в отдельной статье.

## Выводы

1. Предложен способ организации повышения живучести тепловых станций с поперечными связями по паре, где в большинстве случаев на сегодняшний день подобная автоматика не устанавливалась ввиду невозможности применения выделения генераторного блока.

2. Показаны основные принципы выделения станции, для расчётов создана математическая модель Омской и Новосибирской энергосистем с их связями с ОЭС, а также проектируемая автоматика выделения ОТЭЦ-4, проведены расчёты всех характерных режимов работы станции.

3. Расчётами на цифровой модели энергосистемы доказано, что электротехническая часть системы АВСН (АВСН-Э) работает корректно во всех вероятных режимных состояниях станции с учётом имеющегося на ней оборудования, которое обеспечивает длительный автономный режим работы исходя из любых предаварийных состояний,

что в целом позволяет повысить живучесть станции путём её выделения на сбалансированный энергорайон.

4. На основании полученных результатов созданы электротехническая часть автоматики АВСН-Э и теплотехническая – АВСН-Т для ОТЭЦ-4, которые и были установлены на объекте.

## Список литературы

1. СТО 59012820.29.240.001-2010. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка).
2. Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. 5-е изд. (СРМ-2000). М., 2002, ч. 1.
3. Павлов Г. М., Меркурьев А. Г. Аварийная частотная разгрузка энергосистем: Учебное пособие. Л.: Северо-Западный филиал АО "ГВЦ Энергетики" РАО "ЕЭС России", 1998.
4. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
5. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России. 2006, ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС".