

**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**
109044, Россия, Воронцовский пер., 2, стр.1
Тел. (495) 912-10-78, 912-57-99, факс. 632-72-85
www.nts-ees.ru

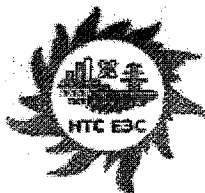
ОТЧЕТ

**совместного заседания секций «Тепловые электростанции и
АСУ ТП» НИ «НТС ЕЭС»**

по теме:

**«Участие ПГУ в регулировании частоты и мощности в
энергосистемах, выполненных ЗАО «Интеравтоматика» и
ОАО «ВТИ»**

Москва, 2009 г.

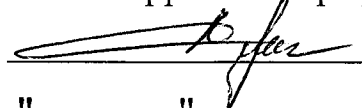


Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»

109044 г. Москва, Воронцовский пер., дом 2
Тел. (495) 912-1078, 912-5799, факс (495) 632-7285
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>
ИНН 7717150757

"УТВЕРЖДАЮ"

Председатель Научно-технической
коллегии НП НТС ЕЭС,
член-корр. РАН, профессор, д. т. н.

 А. Ф. Дьяков
" " _____

ПРОТОКОЛ

совместного заседания секций "Тепловые электростанции и АСУ ТП НП
"НТС ЕЭС" по рассмотрению докладов по теме:
"Участие ПГУ в регулировании частоты и мощности в энергосистемах,
выполненных ЗАО "Интеравтоматика" и ОАО "ВТИ".

21 мая 2009 г.

г. Москва

Присутствовали: 61 человек (регистрационный лист – Приложение 1)

На заседании выступили:

Со вступительным словом:

Председатель секции ТЭС, генеральный директор ОАО "ВТИ", член-корр.
РАН Ольховский Г.Г.

С докладами выступили:

1. Участие ПГУ в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.
Биленко В. А. – технический директор ЗАО "Интеравтоматика", к. т. н.
(приложение 2).
2. Участие ПГУ в регулировании частоты.
Радин Ю. А. – заведующий лабораторией ОАО "ВТИ", к. т. н.

С экспертными заключениями по докладу ЗАО "Интеравтоматика":

Касьянов Л. Н. – главный специалист Филиала ОАО ИЦ "ЕЭС" – "Фирма
ОРГРЭС" (приложение 4).

Шапиро В. Е. – начальник отдела АСУ ТП в тепловой энергетике ЗАО НПК
"Дельфин-Информатика" (приложение 5).

И

По докладу ОАО "ВТИ":

Касьянов Л. Н. (приложение 6),

Шапиро В. Е. (приложение 7).

В обсуждении докладов приняли участие:

Комаров А. Н. (ОАО С)-ЕЭС); Фотин Л. П. (НТЦ ВНИИЭ); Невзгодин С. В. (ф-л ИЦ "ЕЭС" – "Фирма ОРГРЭС"); Длугосельский В. И. (РАН НТС); Фридман Л. И. (ОАО "ЭСП"); Сафронов А. Н. (ОАО СО-ЕЭС).

Совместное заседание секций ТЭС и АСУ ТП *отмечает:*

В настоящее время в России получают распространение бинарные парогазовые установки (ПГУ) с котлами-утилизаторами. Коэффициент полезного действия этих ПГУ составляет более 50 %; они экономят до 25 % топлива по сравнению с газомазутными энергоблоками СКД при в полтора раза меньших вредных выбросах в атмосферу.

В докладах ЗАО "Интеравтоматика" и ОАО "ВТИ" на примерах ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга, Калининградской ТЭЦ-2, ТЭЦ-27 Мосэнерго сделан анализ технологических возможностей ПГУ этого типа и их отличий как объектов управления от паровых энергоблоков. Рассмотрены статические и динамические характеристики ПГУ при полном (2 ГТУ и 1 паровая турбина) и неполном (1 ГТУ и 1 ПТ) составе оборудования и технологические ограничения, установленные поставщиками газотурбинных установок.

В докладах ЗАО "Интеравтоматика" проанализированы опыт разработки систем автоматического регулирования мощности (САРМ), и аналитические исследования по использованию ПГУ при авариях в энергосистеме.

В докладе ВТИ сделано определение рабочего (регулируемого) диапазона нагрузок с учетом экономических, экологических и надежности показателей ПГУ. Отмечено существенное влияние внешних условий: наружной температуры и барометрического давления на верхнюю границу регулируемого диапазона соответствующую номинальной нагрузке ГТУ.

В обоих документах отмечалось, что для эффективного участия ПГУ в первичном регулировании частоты (ОПРЧ) необходимо привлечение к нему паровой турбины.

В принципе это возможно путем:

– быстрого открытия регулирующего клапана, который, однако, для этого должен постоянно работать с дросселированием, а паротурбинная установка и вся ПГУ – с пониженной мощностью и КПД,

– быстрого открытия, установленного параллельно с регулирующим байпасного клапана, которого в настоящее время нет.

В целом как показали испытания ПГУ-450Т обеспечивают завершение переходных процессов за требуемое для ОПРЧ время с требуемым качеством.

При этом, однако, промежуточный этап: начальный прием нагрузки требует несколько большего, чем регламентировано стандартом СО ЕЭС времени.

Существуют технические возможности ускорения этого этапа, которые требуют детальной проработки с участием поставщиков ГТУ, паровой турбины и АСУ ТП.

Одним из экспертов: Л. Н. Касьянов (приложение 5) было предложено определять границы регулировочного диапазона сначала отдельно для ГТУ, котла и ПТ и уже по их совокупности для ТЭЦ с ПГУ. Этот же эксперт считает участие паровой турбины в регулировании нецелесообразным, ссылаясь при этом на Технические требования к маневренности ПГУ 1996 г. (СПО ОРГРЭС, п. 2.16), предусматривающие осуществлять регулирование воздействием только на ГТУ.

Он рекомендовал продолжить работу по использованию ПГУ в системном регулировании организовав группу специалистов заинтересованных организаций.

Представитель системного оператора А. А. Комаров поддержал основных докладчиков и выразил удовлетворение проделанной работой. Он считает необходимым совершенствование динамических свойств для удовлетворения требований системного оператора.

Отмечая важность и новизну вопросов, возникших при привлечении парогазовых установок к автоматическому регулированию частоты и мощности в энергосистемах и высокий уровень работ, выполненных ЗАО "Интеравтоматика, ОАО "ВТИ", ОРГРЭС и другими организациями в решении этих вопросов, совместное заседание секций ТЭС и АСУ ТП *рекомендует*:

1. Считать участие мощных ПГУ в регулировании частоты и мощности в энергосистемах обязательными.

2. Составить технические требования к ПГУ и их оборудованию, обеспечивающие маневренность и динамические свойства, необходимые для выполнения стандарта СО ЕЭС.

3. При работе над ними рассмотреть возможности:

- расширения регулировочного диапазона в динамических процессах,
- увеличения скорости изменения нагрузки в динамических процессах и форсирования ГТУ до пиковой мощности,
- привлечение паровой турбины к регулированию мощности, в частности устройства на паровых турбинах, предназначенных для работ в составе ПГУ, байпасного (параллельно регулирующему) клапана для динамического повышения их мощности.

4. Образовать рабочую группу из сотрудников заинтересованных организаций (СО ЕЭС, ВТИ, ОРГРЭС, Интеравтоматика, разработчики и поставщики оборудования) и составить программу работ по совершенствованию динамических характеристик ПГУ.

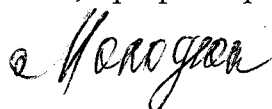
5. При проектировании АСУ ТП ПГУ и САР входящего в их состав основного оборудования: ГТУ, котлов-утилизаторов, паровых турбин предусматривать использование технических средств, обеспечивающих

возможность эффективного привлечения ПГУ к регулированию частоты и мощности энергосистем в соответствии со стандартом СО ЕЭС, в частности оснащать паротурбинные установки электронно-гидравлическими системами регулирования.

6. Принять к сведению информацию СО-ЦДУ, что в настоящее время проводится работа по созданию "Стандарта СО-ЦДУ" по привлечению энергоблоков ПГУ к нормированному первичному регулированию частоты и автоматическому вторичному регулированию перетоков мощности, аналогичного выпущенному в 2005 году для традиционных блоков..

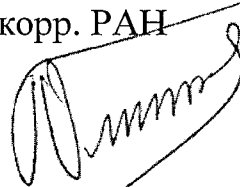
Зам. председателя
научно-технической коллегии
НП "НТС ЕЭС"

д. т. н., профессор



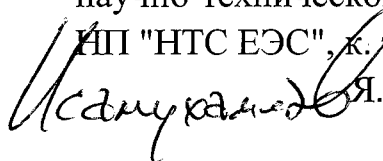
В. В. Молодцов

Председатель секции тепловых
электростанций НТС ЕЭС,
генеральный директор ОАО "ВТИ"
член-корр. РАН



Г. Г. Ольховский.

Ученый секретарь
научно-технической коллегии
НП "НТС ЕЭС", к. т. н.



Я. Ш. Исамухамедов

Ученый секретарь



И. Б. Карп



тема доклада:

**УЧАСТИЕ ПГУ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ
В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

Докладчики:

Технический директор

Главный специалист

Главный специалист

Ведущий инженер

Ведущий инженер

Биленко В.А.

Меламед А.Д.

Черномзав И.З.

Маневская О.А.

Морозова А.А.

г. Москва

2009

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение	3
2. Технологические особенности ПГУ утилизационного типа.....	4
3. Способы обеспечения возможности участия энергоблоков утилизационных ПГУ в первичном регулировании частоты сети.....	8
4. Способы регулирования теплофикационной нагрузки ПГУ	14
5. Характеристики ПГУ с позиции ее участия в противоаварийном управлении в энергосистеме.....	21
6. Выводы.....	28

1. Введение

ПГУ утилизационного типа как объект управления имеет существенные отличия от традиционных энергоблоков. Это предопределяет **особенности ПГУ** как участника решения энергосистемных задач: **первичного и вторичного регулирования частоты и мощности и противоаварийного управления**. Рассмотрению данных особенностей и посвящен данный материал.

В докладе выделены принципиальные отличия ПГУ от традиционных энергоблоков, определяющие их характеристики как элементов энергосистемы. Показано как эти отличия влияют на такие характеристики объекта как диапазон рабочих нагрузок, статические и динамические свойства, возможность изменения состава оборудования. Отмечены **особенности газовых турбин, вводящие ограничения на статические и динамические характеристики ПГУ**.

Рассмотрены принципы построения системы **нормального управления мощностью энергоблока ПГУ**, возможности достижения **требуемых характеристик первичного (общего и нормированного) и вторичного (в том числе, автоматического) регулирования частоты энергосистемы**. Приведены примеры динамических характеристик энергоблоков ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2, ПГУ-450Т ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго», ПГУ-325 Ивановской ГРЭС, оснащенных разработанной ЗАО «Интеравтоматика» САРЧМ.

Проанализированы возможности ПГУ для участия в **противоаварийном управлении энергосистемы**. Рассмотрены возможные режимы противоаварийных разгрузок: как при неизменном составе **оборудования**, так и с отключением газовой (одной из двух работающих) и/или **паровой турбины**. Оценены границы возможного диапазона разгрузок в зависимости от **исходного и конечного состава оборудования и необходимой скорости разгрузки**.

2. Технологические особенности ПГУ утилизационного типа

Газотурбинная установка в ПГУ утилизационного типа является активным элементом, определяющим режим работы котлов-утилизаторов (КУ) и паровой турбины (ПТ). При изменении режима ГТУ, то есть при изменении расхода газов и их температуры, устанавливается новый режим работы КУ и ПТ, и последняя вырабатывает соответствующую мощность (электрическую или тепловую).

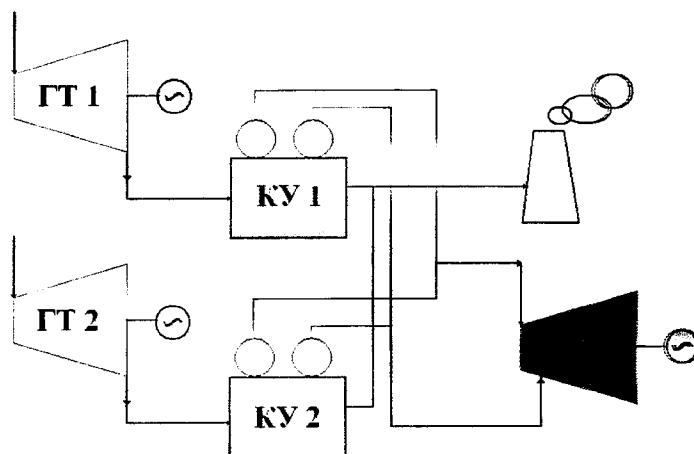


Рис.1. Принципиальная схема ПГУ утилизационного типа

Важной особенностью газовых турбин и, соответственно, ПГУ в целом, является достаточно крутая зависимость их экономичности от температуры газов на входе в турбину. Это определяет необходимость строгого поддержания номинальной температуры газов.

Рабочим диапазоном нагрузок газовых турбин является такой диапазон, внутри которого температура газов сохраняется неизменной. Обеспечивается поддержание температуры совместным изменением расхода топлива (газа или дизельного топлива) и угла поворота ВНА компрессора, определяющего расход воздуха в камеру сгорания. Поэтому нижняя граница рабочего диапазона мощностей определяется моментом закрытия ВНА. Для ГТ-160, установленных на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, Калининградской ТЭЦ-2, на ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго», и для ГТЭ-110, установленных на Ивановской ГРЭС, значение нижней границы при расчетных внешних условиях составляет приблизительно 60%.

Другим условием, определяющим рабочий диапазон нагрузок ГТ-160 при работе на газе, является переход от диффузионного режима работы камеры сгорания к режиму предварительного смешивания, обеспечивающему эффективное подавление выбросов окислов азота. По опыту эксплуатации ГТ-160 на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, Калининградской ТЭЦ-2, ТЭЦ-21 и ТЭЦ-27 Мосэнерго значение нагрузки, при которой осуществляется этот переход, несколько ниже нагрузки закрытия ВНА.

Для ГТЭ-110 таким ограничивающим фактором является переход от режима работы камеры сгорания на периферийном канале к режиму работы на центральном канале, который сопровождается скачком мощности. Таким образом, в интервале нагрузок 20...50 МВт невозможно линейное непрерывное изменение мощности. Однако опыт работы с ГТЭ-110 показывает, что температура газов на выходе из ГТ достигает номинального значения при закрытом ВНА на нагрузке ≈ 60 МВт.

По мере снижения нагрузки ГТ после закрытия ВНА температуры газов на входе и выходе газовой турбины уменьшаются достаточно быстро. Понижение температуры газов на выходе ГТ ведет к понижению температуры пара на входе в паровую турбину, для которой существует защита по понижению температуры пара. Поэтому может быть допущено только незначительное по сравнению с нижней границей рабочего диапазона уменьшение нагрузки газовой турбины: ниже этого значения нельзя снижать нагрузку ни при участии в первичном регулировании частоты, ни при противоаварийных разгрузках.

Таким образом, верхняя и нижняя границы рабочего диапазона нагрузок для ПГУ таковы:

- нижняя граница нагрузок соответствует максимальной мощности энергоблока (полублока) при работе газовых турбин (одной или обеих) с закрытым ВНА;
- верхняя граница нагрузок определяется максимальной мощностью, которую может нести энергоблок при имеющихся погодных и технологических условиях.

Характеристики ГТ существенно зависят от температуры окружающей среды. По мере повышения температуры верхняя и нижняя границы диапазона нагрузок снижаются (при повышении температуры наружного воздуха на 1°C максимально возможная нагрузка одной ГТ уменьшается примерно на 0,5 МВт), а соответствующая им температура газов на выходе ГТ и температура пара на входе в паровую турбину повышаются. При понижении температуры окружающей среды имеет место обратное изменение: значения границ диапазона увеличиваются, а соответствующие им температуры газов на выходе ГТ и пара на входе в ПТ – снижаются.

В литературе часто указывается, что паровые турбины ПГУ должны работать в наиболее экономичном режиме скользящего давления с полностью открытыми регулирующими клапанами. Однако такой подход противоречит требованиям ПТЭ о необходимости участия в первичном регулировании частоты сети, в соответствии со своей статической характеристикой, каждой турбины, для чего должен быть обеспечен определенный запас перемещения клапанов. Поэтому обычно предусматривается поддержание некоторого промежуточного положения клапанов с сохранением определенного запаса на регулирование. Такой режим поддерживается или напрямую – вводом регулятора заданного положения клапанов, или косвенно – регулятором

давления пара «до себя» с постоянным или зависящим от нагрузки заданием. Если изменение нагрузки ПГУ не связано с участием в первичном регулировании частоты и не существует особых требований к быстродействию изменения нагрузки, то такое изменение производится воздействием только на газовые турбины, а паровая турбина с инерционностью котлов-утилизаторов (с постоянной времени порядка нескольких минут) отслеживает изменение паропроизводительности и принимает новую нагрузку.

В случае чисто конденсационного режима работы ПТ нагрузки турбин, входящих в состав ПГУ, находятся во взаимосвязи между собой: нагрузка паровой турбины составляет приблизительно половину от суммарной нагрузки газовых турбин. Что же касается соотношения нагрузки газовых турбин, то по совокупности ряда факторов наиболее предпочтительным является режим с равным значением их нагрузок. Таким образом, при работе оборудования ПГУ в полном объеме (две ГТ и одна ПТ) нагрузки всех турбин примерно одинаковы, а при использовании только одной ГТ (режим полублока) нагрузка ГТ в два раза больше нагрузки ПТ.

Если же ПТ работает в теплофикационном или комбинированном режиме выработки энергии, то ее электрическая нагрузка будет составлять менее половины от суммарной нагрузки газовых турбин, и будет зависеть от доли выработки теплофикационной нагрузки.

В отличие от паровых турбин в составе традиционных энергоблоков, где начальное изменение нагрузки производится воздействием на регулирующие клапаны турбины и ограничено только возможностями их перемещения, скорость изменения нагрузки газовых турбин ограничена жесткими температурными условиями и должна обеспечиваться синхронным изменением положения регулирующих клапанов ГТ и ВНА ее компрессора. Однако, если скорость перемещения топливных клапанов, как и в случае паровой турбины, может быть достаточно высокой, то ВНА компрессоров газовых турбин (в частности, ГТ-160) управляются, как правило, обычным сервомотором с постоянной скоростью перемещения. Поэтому для ГТ обычно предусмотрено ограничение скорости изменения нагрузки ГТ.

ЗАО «Интеравтоматика» являлась разработчиком АСУ ТП для большинства внедренных в России ПГУ:

- ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга блоки №1, №2;
- ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 блок №1;
- ПГУ-325 Ивановской ГРЭС блок №1;
- ПГУ-450 ТЭЦ-27 Мосэнерго блоки №3, №4.

Помимо отмеченных выше общих черт, данные энергоблоки имеют ряд отличий, указанных в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение энергоблоков

	<i>Калининградская ТЭЦ-2, бл.№1</i>	<i>Ивановская ГРЭС, бл.№1</i>	<i>ТЭЦ-27 Мосэнерго, бл.№3</i>
Год внедрения	2005	2006	2007
Номинальная электрическая мощность энергоблока	450	325	450
Состав основного оборудования	2ГТ+ПТ		
Тип ПТ	теплофикационная	конденсационная	теплофикационная
<i>Производители основного оборудования:</i>			
ГТ	ЛМЗ	ОАО «НПО «Сатурн»	фирма Siemens
ПТ	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ
КУ	ЗиО, горизонтальный	ЗиО, горизонтальный	ЗиО, вертикальный
Генераторы	АО «Электросила»	АО «Электросила»	АО «Электросила»
Особенности	1.Механо-гидравлический регулятор частоты вращения ПТ;	1.Электронный регулятор частоты вращения ПТ;	1.Электронный регулятор частоты вращения ПТ;
	2.Взаимосвязь по гидравлике контуров регулирования ВД и НД в ГЧСР ПТ;	2.Независимое управление РК ВД и НД по гидравлике;	2.Независимое управление РК ВД и НД по гидравлике;
	3.Общий деаэратор на два КУ;	3.Отдельный деаэратор для каждого КУ, совмещенный с БНД;	3. Отдельный деаэратор для каждого КУ, совмещенный с БНД;
	4.Общие для двух КУ ПЭН ВД и НД	4. Индивидуальные ПЭН на каждый КУ;	4. Индивидуальные ПЭН на каждый КУ;
	5.Переход от диффузионного режима работы ГТ к режиму предварительного смешивания при нагрузке ≈50%;	5.Нелинейное изменение нагрузки ГТ в интервале 20...50 МВт;	5.Переход от диффузионного режима работы ГТ к режиму предварительного смешивания при нагрузке ≈50%;
	6.Четырехступенчатая ТФУ (не введена в эксплуатацию из-за неготовности теплотрассы).	6.Энергоблок выполнен исключительно на оборудовании российского производства.	6.Двухступенчатая ТФУ (введена в эксплуатацию).

3. Способы обеспечения возможности участия энергоблоков утилизационных ПГУ в первичном регулировании частоты сети

В качестве основного в российской энергетике **следует принять** такой вариант участия рассматриваемых энергоблоков ПГУ в первичном регулировании частоты, при котором в нем участвуют **все три турбины**: две газовые и паровая.

При этом в рабочем диапазоне нагрузок для **всех турбин** всегда сохраняется возможность отработки увеличения частоты путем уменьшения нагрузки турбин. Эта возможность существует даже при **работе энергоблока**, а соответственно и газовых турбин, на нижней границе **рабочего диапазона**, т.к. сохраняется возможность уменьшения нагрузки **газовых турбин** с соответствующим снижением температуры газов, поскольку **возникающее** при этом снижение температуры пара не достигает **недопустимых значений**.

В любом случае наиболее правильным является **обеспечение специального резерва** первичного регулирования (для энергоблоков, привлекаемых к нормированному первичному регулированию, **рекомендуется согласно стандарту СО-ЦДУ 5%-ый резерв** для нормального и **12,5%-ый резерв** для аварийного регулирования) с целью сохранения **высокой экономичности** работы ПГУ-450Т во всем диапазоне первичного регулирования.

Сложнее обстоит дело с обеспечением отработки **уменьшения частоты** путем увеличения нагрузки турбин. Здесь, во-первых, **требуется обеспечение** резерва увеличения нагрузок газовых турбин (напомним, что **номинальное значение мощности ГТ** или верхняя граница ее **рабочего диапазона** определяется полным открытием ВНА), а во-вторых, **режим скользящего давления** пара для паровой турбины должен быть **организован** с таким положением клапанов, при котором сохраняется **резерв первичного регулирования**.

В качестве второго варианта, иногда используемого за рубежом, рассматривается возможность реализации первичного регулирования полностью или только в сторону увеличения нагрузки (т.е. при **уменьшении частоты**) воздействием только на газовые турбины путем **обеспечения** для их регуляторов частоты вращения степени неравномерности **регулирования**, в 1,5 раза меньшей требуемой. Недостатком такого подхода является то, что в связи с работой ПГ в режиме скользящего давления по **окончанию переходного** процесса в котле-утилизаторе нагрузка паровой турбины **изменится** в ту же сторону и в статике суммарная неравномерность окажется **выше требуемой**. В качестве преимущества данного варианта рассматривается **возможность** наиболее экономичной работы паровой турбины. Однако при этом **требуется** обеспечение большего резерва первичного регулирования по **газовым турбинам**, что, наоборот, может привести к снижению **экономичности**.

Третий вариант, в последнее время иногда рекомендуемый за рубежом для ПГУ с более высокотемпературными турбинами, предусматривает работу паровой турбины с прикрытыми клапанами и возложение именно на паровую турбину задачи первичного регулирования в начальный момент отклонения частоты при значении этого отклонения до ± 50 мГц. Газовая турбина вступает в работу с существенно меньшей скоростью, достигая нового значения мощности приблизительно за минуту. Подобный подход вряд ли целесообразен для ПГУ с теплофикационной паровой турбиной, т.к. доля вырабатываемой ею мощности является непостоянной и заметно меньшей в теплофикационном и смешанном режимах, чем для конденсационного.

Возможно, в дальнейшем после получения реальных тепловых характеристик каждой турбины и энергоблока в целом и с учетом требований по необходимому резерву первичного регулирования указанные варианты могут быть сопоставлены более предметно. На данном этапе разработки наиболее предпочтительным представляется первый, основной вариант. Его незначительный недостаток, связанный с тем, что при уменьшении частоты в начальной части переходного процесса может не хватить диапазона открытия регулирующих клапанов паровой турбины, достаточно эффективно устраняется наличием в САРЧМ ЗАО «Интеравтоматика» общецлочного регулятора мощности с надстроенным над ним общецлочным корректором частоты, под действием которого начальный недобор нагрузки паровой турбины незамедлительно компенсируется дополнительным нагружением газовых турбин.

Рекомендуемая ЗАО «Интеравтоматика» для ПГУ утилизационного типа структура САРЧМ, показанная на рис. 2, включает в себя:

- для каждой газовой турбины:

- электронный (микропроцессорный) регулятор частоты вращения турбины с возможностью реализации зоны нечувствительности ± 10 мГц;
- регулятор мощности турбины;
- индивидуальный корректор частоты, надстроенный над регулятором мощности данной турбины;

- для паровой турбины:

- электронный (микропроцессорный) регулятор частоты вращения турбины с возможностью реализации зоны нечувствительности ± 10 мГц;
- в ряде случаев индивидуальный корректор частоты, надстроенный над основными регуляторами РК ВД турбины (давления пара/положения РК);

- на блочном уровне:

- регулятор суммарной мощности энергоблока, **воздействующий** на регуляторы мощности газовых турбин, а **при необходимости** (с целью улучшения динамических характеристик **первичного регулирования**) и на регулятор мощности паровой турбины;
- блочный корректор частоты, **надстроенный над регулятором** суммарной мощности энергоблока.

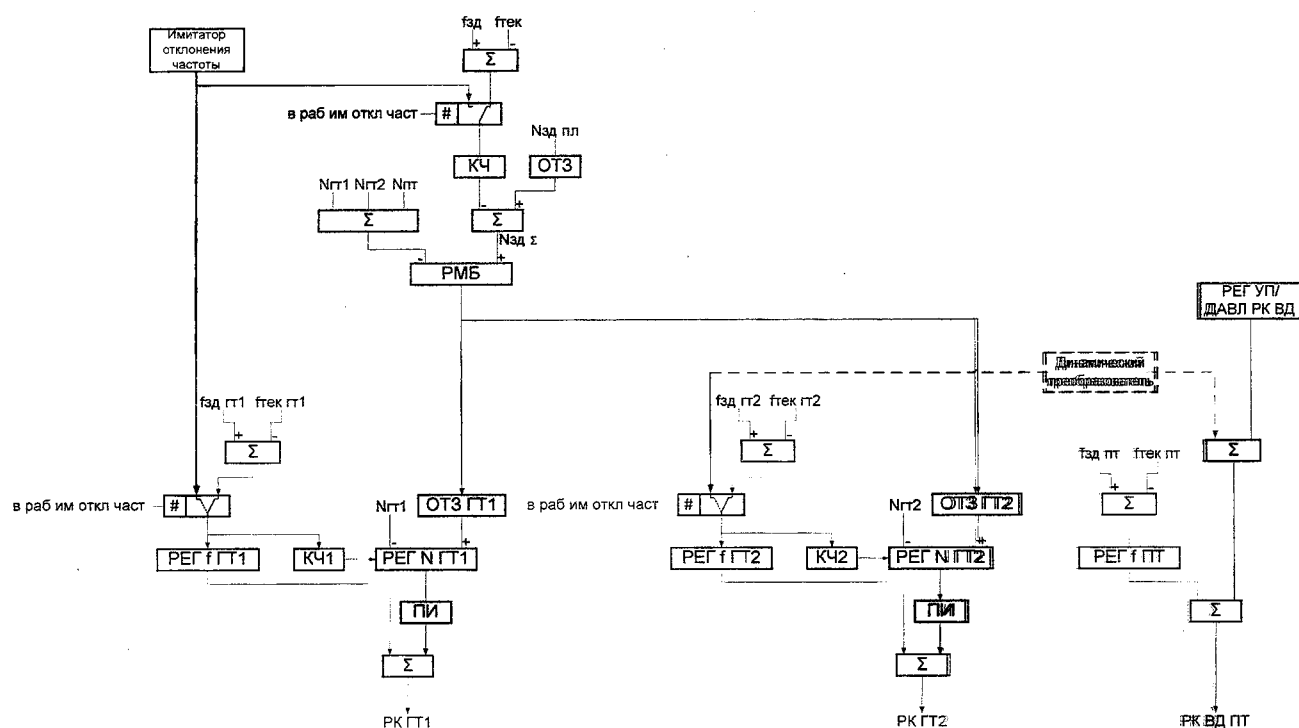


Рис.2. Структурная схема регулятора мощности блока

РМБ – регулятор мощности блока; КЧ – корректор частоты; ОТЗ – ограничитель темпа задания; ПИ – пропорционально-интегральный регулятор; f – частота вращения; N – электрическая мощность.

Для всех регуляторов частоты вращения и корректоров частоты устанавливаются одинаковые, требуемые для данного энергоблока значения степени неравномерности регулирования и зоны нечувствительности по частоте.

В статике данная структура САРЧМ обеспечивает возможность поддержания требуемой при нормированном первичном регулировании величины зоны нечувствительности частоты ± 10 мГц.

Для паровой турбины применительно к задаче регулирования частоты и мощности основную роль играет управление клапанами ВД. Поэтому на Рис.2 показан только регулятор воздействия на клапаны ВД и далее ограничимся анализом только его работы.

Если в схеме управления РК ПТ не предусматривается частотный корректор, с целью исключения блокирования регуляторами ВД действия регулятора частоты вращения ПТ на время его работы эти регуляторы переключаются в режим отслеживания текущих параметров.

Воздействие регулятора частоты вращения на клапаны НД при рабочих отклонениях частоты сети исключается, так как давление пара контура низкого давления используется для питания вспомогательных устройств тепловой схемы станции. При аварийных отклонениях частоты сети РК НД также участвуют в регулировании частоты вращения.

Регулятор мощности энергоблока включает в себя **4 алгоритмических блока**:

- блок формирования небаланса суммарной мощности;
- аналоговые корректирующие ПИ-регуляторы мощности **каждой ГТ**;
- схему параллельной синхронизации ГТ, обеспечивающую **выравнивание** по мощности газовых турбин при условии отсутствия технологических ограничений.

В схеме регулятора мощности также предусмотрена **возможность** подачи выходного сигнала на паровую турбину (пунктирная линия на Рис.2).

На Калининградской ТЭЦ-2 эта возможность **не реализована** по следующим причинам:

- Взаимосвязь по гидравлике регулирующих клапанов (РК) высокого и низкого давления ПТ, из-за чего во время проведения испытаний на низких нагрузках прикрытие РК ВД могло вызвать **полное закрытие** РК НД.
- Реализация регулятора частоты вращения ПТ в гидравлической части системы регулирования турбины и, соответственно, **невозможность** подачи на него сигнала от имитатора отклонения частоты и оперативного изменения статизма ПТ (величина статизма ПТ сохраняется выставленной при исходной наладке гидравлической системы регулирования турбины).
- Меньшая, по сравнению с гидравлическим регулятором частоты вращения ПТ, скорость отработки возмущений **при воздействии** на механизм управления турбиной (МУТ).

Испытания САРЧМ энергоблока ПГУ Калининградской ТЭЦ-2 проводились с целью проверки удовлетворения САРЧМ **требованиям** приказа РАО «ЕЭС России» № 524 от 18.09.02 об участии электростанций в общем и нормированном первичном регулировании частоты **сети**. Испытания проводились при имитации отклонения частоты в энергосистеме, эквивалентного 45 МВт (10% номинальной нагрузки), то **есть** в соответствии с методикой тестирования САРЧМ на готовность к ОПРЧ. Результат одного из

этапов испытаний САРЧМ на Калининградской ТЭЦ-2 приведён на Рис.3. Паровая турбина изменяет свою мощность в темпе роста паропроизводительности котлов, роль блочного регулятора мощности заключается в форсировании изменения мощности газовых турбин для временной компенсации запаздывания изменения мощности паровой турбины. Таким образом, при изменении частоты сети регулятор мощности газовой турбины в соответствии с сигналом своего КЧ изменяет мощность ГТ в соответствии со статизмом КЧ, а под воздействием корректирующего сигнала блочного регулятора мощности дополнительно (временно) изменяет мощность ГТ, компенсируя запаздывание изменения мощности ПТ. Необходимо отметить, что полученные показатели могут быть улучшены при реальных отклонениях частоты в системе за счет участия в отработке возмущений по частоте гидравлического регулятора частоты вращения турбины. Это улучшение всегда будет иметь место при увеличении частоты, когда требуется уменьшение нагрузки паровой турбины, а также при уменьшении частоты, если в исходном состоянии клапаны турбины не полностью открыты. Улучшение характеристик паровой турбины для задачи первичного регулирования частоты, а также учет ее роли при испытаниях, будут достигнуты при использовании на ТЭЦ-27 электронной системы регулирования турбины в отличие от гидравлической системы, пока применяемой на Калининградской ТЭЦ-2.

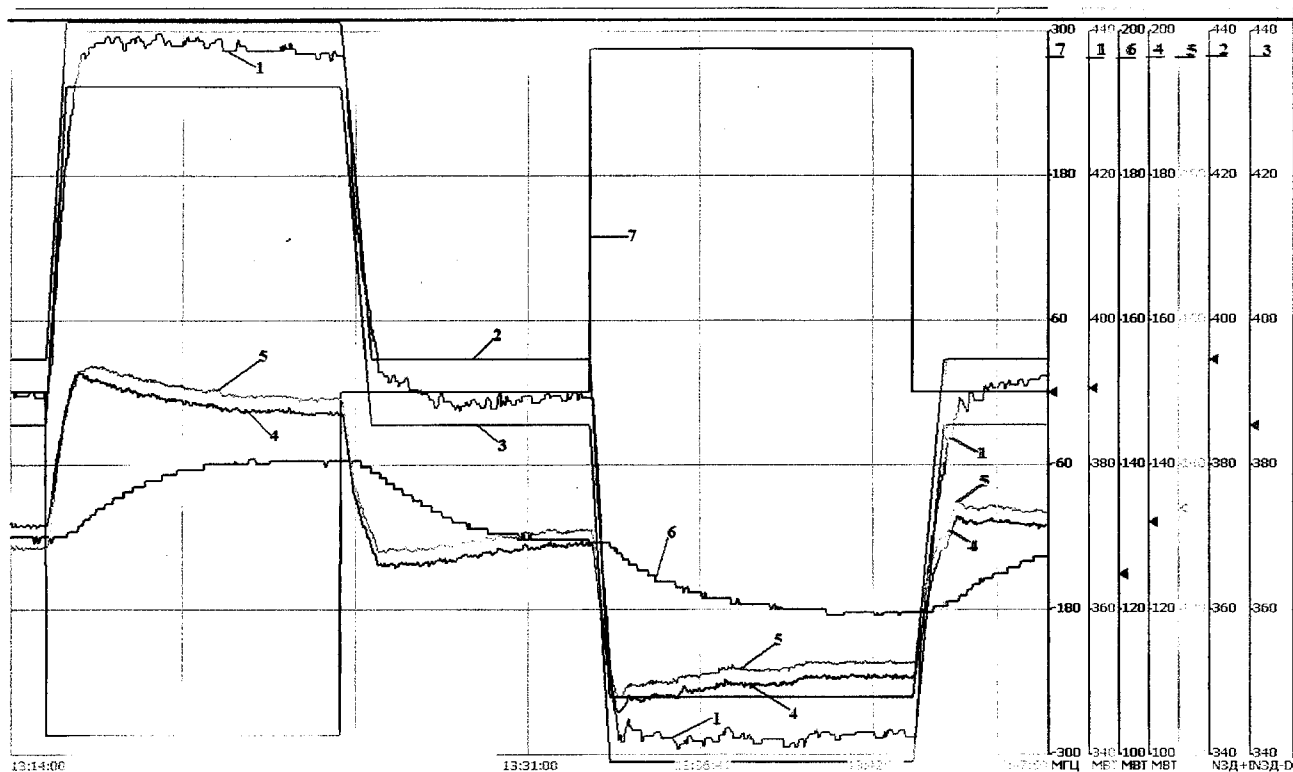


Рис. 3. Испытания САРЧМ энергоблока №1 Калининградской ТЭЦ-2 (статизм ГТ 6%)

1 – суммарная мощность энергоблока; 2,3 – соответственно верхняя и нижняя границы точности поддержания мощности; 4 – мощность ГТ1; 5 – мощность ГТ2; 6 – мощность ПТ; 7 – отклонение частоты.

По результатам испытаний были сделаны следующие выводы о возможности достижения показателей НПРЧ:

- На сегодняшний день энергоблок №1 Калининградской ТЭЦ-2 (ПГУ-450) полностью удовлетворяет требованиям к АВРЧ, а также к динамике ОПРЧ и НПРЧ в пределах аварийного резерва в части общей длительности переходного процесса.

Из-за существующих ограничений по скорости изменения мощности ГТ не могут быть выполнены требования к ОПРЧ и НПРЧ в пределах аварийного резерва в начальной части переходного процесса

На энергоблоке №1 Ивановской ГРЭС постоянное воздействие на РКВД на начальном период эксплуатации не было реализовано из-за технологических проблем с БРОУ ВД. Однако были проведены испытания с имитацией небольших отклонений частоты 5-10 об/мин с воздействием как на паровую, так и на газовую турбины. График одного из испытаний показан на рис. 4. Этот опыт иллюстрируют третий способ участия энергоблока в первичном регулировании частоты сети: в первый момент времени паровая турбина изменяет свою нагрузку, компенсируя отставание изменения нагрузки газовой турбины, имеющей ограничение по скорости изменения нагрузки 7 МВт/мин. При этом рассматривается работа паровой турбины в режиме поддержания давления с прикрытыми клапанами ВД.

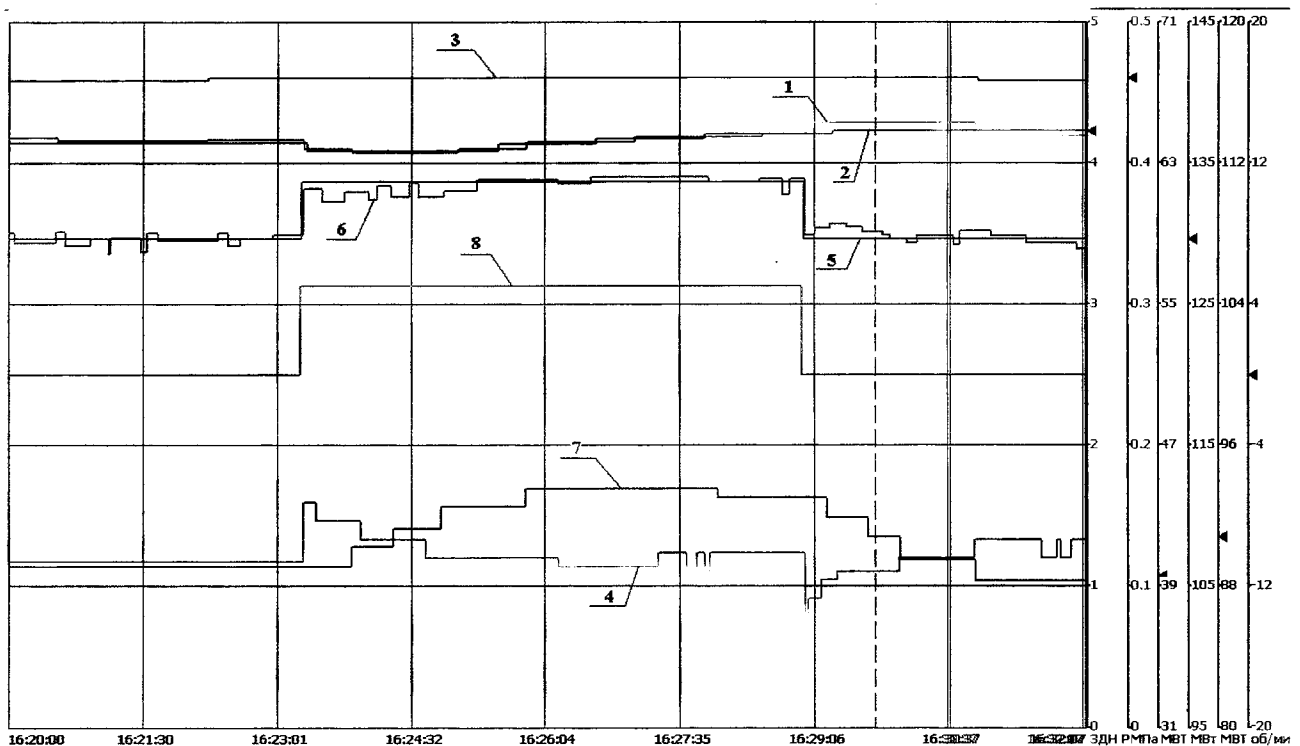


Рис. 4. Испытания САРЧМ энергоблока №1 Ивановской ГРЭС (стабизм ГТ 6%)

1 – давление пара перед РКВД; 2 – заданное давление пара перед РКВД; 3 – давление пара перед РКВД; 4 – мощность ПТ; 5 – заданная мощность блока; 6 – текущая мощность блока; 7 – мощность ГТ; 8 – отклонение по частоте ($\Delta n = n_{зад} - n_{тект}$).

В настоящее время установлены новые БРОУ ВД, и при работе блока с обеими ГТ планируется проведение соответствующих испытаний.

В стадии согласования находится и программа испытаний на энергоблоках №3, №4 ТЭЦ-27 Мосэнерго.

Как известно, на сегодняшний день к парогазовым установкам не предъявляются требования к их участию в НПРЧ и АВРЧ. Все приведенные нормативные показатели динамики переходных процессов определены для газомазутных энергоблоков. Тем не менее, как показывают испытания на ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2, энергоблоки ПГУ могут успешно удовлетворять требованиям, в частности, к НПРЧ в пределах аварийного резерва, за исключением динамики переходного процесса в начальной его части. Нужно отметить следующий момент: газомазутные энергоблоки успешно отвечают требованиям к НПРЧ в пределах аварийного резерва, но если в начальной части переходного процесса требования могут быть соблюдены без особых проблем, то для выполнения требований ко времени завершения процесса требуется значительная форсировка котла, что вызывает определенные сложности. Представляется разумным, с точки зрения решения энергосистемных проблем, не отстранять парогазовые установки от участия в НПРЧ, но использовать их таким образом, чтобы рационально сочетать достоинства ПГУ и традиционных энергоблоков, в том числе и при распределении резервов. Из этого вытекает необходимость создания специального документа, определяющего нормы участия ПГУ в НПРЧ и АВРЧ, аналогичного существующему для традиционных тепловых электростанций.

В части выполнения требований к автоматическому вторичному регулированию частоты как для ПГУ-450Т, так и для ПГУ-325 проблем не возникает. Максимально требуемая по Стандарту СО-ЦДУ скорость изменения нагрузки 4%/мин. выполняется даже только изменением нагрузки газовых турбин по каналу общеблочного регулирования, ограничение по которому для двух ГТ составляет 22 МВт/мин (для одной ГТ – 11 МВт/мин при требуемой скорости изменения нагрузки полублока – 9 МВт/мин) для ПГУ-450Т, 14 МВт/мин (для одной ГТ – 7 МВт/мин при требуемой скорости изменения нагрузки полублока – 6 МВт/мин) для ПГУ-325.

4. Способы регулирования теплофикационной нагрузки ПГУ

Теплофикационная установка (ТФУ) энергоблоков ПГУ, как правило, включает в себя от двух до четырех подогревателей сетевой воды в зависимости от географического местоположения электростанции и заданного диспетчерского графика теплофикационной нагрузки. Независимо от состава ТФУ, с точки зрения регулирования тепловой и электрической нагрузок энергоблока можно выделить следующие режимы:

- конденсационный режим (КР) – при котором энергоблок выполняет задачу поддержания заданного значения электрической мощности;
- комбинированный или смешанный режим (СР) – при котором энергоблок выполняет задачу поддержания заданных значений как электрической мощности, так и теплофикационной нагрузки;
- режим работы по теплофикационному графику (ТР) – при котором энергоблок выполняет только задачу поддержания заданного значения теплофикационной нагрузки, а значение электрической нагрузки не регулируется и устанавливается соответствующим при имеющихся условиях по текущему значению теплофикационной нагрузки.

В ПГУ-450 возможны четыре схемы включения подогревателей для нагрева сетевой воды в различных температурных диапазонах:

1. Двухступенчатая схема нагрева сетевой воды в горизонтальных сетевых подогревателях (ПСГ1, ПСГ2) с греющим паром, соответственно, из отбора ЦНД и выхлопа ЦВД. Температура сетевой воды поддерживается:

- воздействием на поворотную диафрагму (ПД) паровой турбины в режиме СР;
- воздействием на мощность газовых турбин при закрытии ПД или переходе в режим ТР.

Верхняя граница нагрева сетевой воды $\approx 110^{\circ}\text{C}$.

2. Трёхступенчатая схема нагрева сетевой воды в ПСГ1, ПСГ2 и вертикальном сетевом подогревателе (ПСВ3) с греющим паром на ПСВ3 из линии РУ НД. Температура сетевой воды поддерживается:

- воздействием на РУ НД в режиме СР;
- воздействием на мощность газовых турбин при полном открытии РУ НД или переходе в режим ТР.

Верхняя граница нагрева сетевой воды $\approx 120^{\circ}\text{C}$.

3. Трёхступенчатая схема нагрева сетевой воды в ПСГ1, ПСГ2 и ПСВ3 с греющим паром на ПСВ3 из линии РУ НД и из линии пара низкого давления (через соленоидный обратный клапан КОС). Температура сетевой воды поддерживается:

- воздействием на РУ НД или на ПД в режиме СР;

- воздействием на мощность газовых турбин при **полном открытии** РУ НД и полном закрытии ПД или переходе в режим ТР.

Верхняя граница нагрева сетевой воды $\approx 130^{\circ}\text{C}$.

4. Четырёхступенчатая схема нагрева сетевой воды в ПСГ1, ПСГ2, ПСВ3 и ПСВ4 с греющим паром на ПСВ3 из линий КОС и РУ НД, а на ПСВ4 - из линии пара РОУ ВД. Температура сетевой воды поддерживается:

- воздействием на редуцирующую охлаждающую **установку высокого давления** – РОУ ВД (БРОУ ВД – для блока №1) в режиме СР;
- воздействием на мощность газовых турбин **при возникновении ограничений** на дальнейшее открытие РОУ ВД (БРОУ ВД – для блока №1) или переходе в режим ТР.

Верхняя граница нагрева сетевой воды $\approx 150^{\circ}\text{C}$.

В частности, по такой схеме построена ТФУ энергоблоков №№1,2 Северо-Западной ТЭЦ (Санкт-Петербург). Аналогичная ТФУ реализована на Калининградской ТЭЦ-2, но на сегодняшний день **еще не введена** в эксплуатацию из-за неготовности теплотрассы. На энергоблоках №№3,4 ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» нагрев сетевой воды осуществляется последовательно в ПСГ-1 и ПСГ-2 (двухступенчатая ТФУ), а также с использованием водогрейных котлов общестанционной части в соответствии с принятой на большинстве ТЭЦ Мосэнерго организацией нагрева сетевой воды. ТФУ энергоблоков №№3,4 ТЭЦ-27 успешно прошли **испытания и введены** в эксплуатацию, в том числе прошли испытания и сданы **в эксплуатацию** АСР теплофикационной нагрузки обоих энергоблоков. Эти энергоблоки **не работают** в чисто теплофикационном режиме, когда поворотная диафрагма паровой турбины находится в предельном состоянии (полностью закрыта или открыта), а поддержание температуры сетевой воды осуществляется **изменением** мощности газовых турбин. В связи с этим возможные **режимы работы** регулятора температуры сетевой воды ограничены **только режимом** комбинированной выработки электрической и тепловой нагрузки. В этом режиме регулятор температуры сетевой воды **воздействует только** на поворотную диафрагму паровой турбины, которая находится в **регулируемом** диапазоне 0-150мм, и тем самым не влияет на решение **задач регулирования** электрической нагрузки.

Принцип работы АСР температуры сетевой воды **заключается в сравнении** заданного значения температуры сетевой воды на выходе ТФУ (Тздр) и текущего значения (Тсв), которое зависит от схемы включения ТФУ. В качестве

сигнала обратной связи могут выступать температура за ПСГ1, температура за ПСГ2, температура за ПСВ3, температура за ПСВ4 (см. Рис.5).

Вычисленный небаланс $\Delta T = T_{здн} - T_{св}$, приведенный к диапазону, поступает на все подчинённые регуляторы, описанные выше, но восприниматься будет лишь теми, у которых для этого сложатся условия: регулирующие органы и задатчики подчиненных регуляторов должны быть в автоматическом режиме, при отсутствии технологических ограничений.

Ключевым сигналом для восприятия тем или иным регулирующим органом небаланса от АСР температуры сетевой воды служит состояние предвыбора режима регулирования нагрузки блока, у которого также возможны 3 положения:

«1» - конденсационный режим КР (по умолчанию);

«2» - комбинированный (смешанный) режим СР;

«3» - теплофикационный режим ТР.

На рис.5 приведена структура АСР теплофикационной нагрузки для трёх основных схем сборки теплофикационной установки с последовательным соединением подогревателей сетевой воды.

В комбинированном режиме работы блока исполнительными органами, посредством которых поддерживается заданная температура сетевой воды, могут служить ПД, РУ НД или РОУ ВД, в зависимости от схемы теплофикационной установки. В схеме регулирования теплофикационной нагрузки, предлагаемой ЗАО «Интеравтоматика», при наличии ограничений на перемещение этих устройств, заданная температура сетевой воды поддерживается в меру возможностей этих исполнительных органов или автоматически включается теплофикационный режим, в зависимости от состояния предвыбора режима работы блока в предельных условиях.

В теплофикационном режиме работы выход АСР температуры сетевой воды служит корректирующим сигналом для регуляторов мощности газовых турбин.

Предвыбор режима работы блока в предельных условиях регламентирует поведение АСР температуры сетевой воды в случае, если блок работает в комбинированном режиме и имеются ограничения на перемещение регулирующих органов. Возможны следующие положения предвыбора:

«1» - энергоблок остаётся в комбинированном режиме, Тсв поддерживается в меру возможностей с сохранением заданной электрической мощности (по умолчанию);

«2» - энергоблок автоматически переводится в теплофикационный режим, когда температура сетевой воды регулируется газовыми турбинами.

Входящий в состав АСР ограничитель темпа изменения задания обеспечивает плавное изменение заданного значения температуры со скоростью 0,5 °С/мин, согласно ПТЭ тепловых сетей.

На рис.6 приведен график работы регулятора температуры сетевой воды в комбинированном режиме поддержания тепловой и электрической нагрузок. График снят на энергоблоке с двухступенчатым подогревом температуры сетевой воды во время переходного режима, а именно при ночном плановом разгрузении.

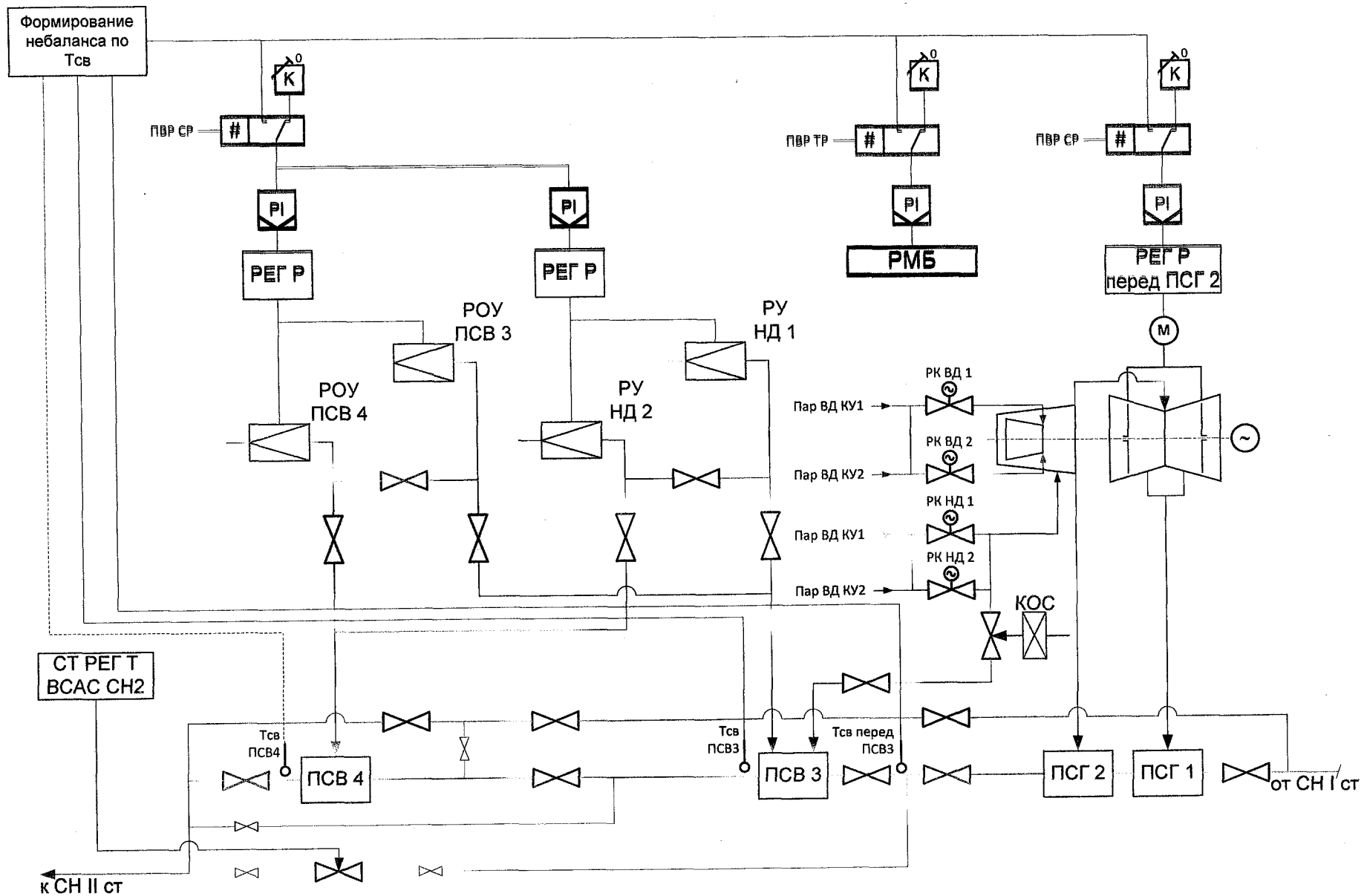


Рис. 5. Структура АСР теплофикационной нагрузки

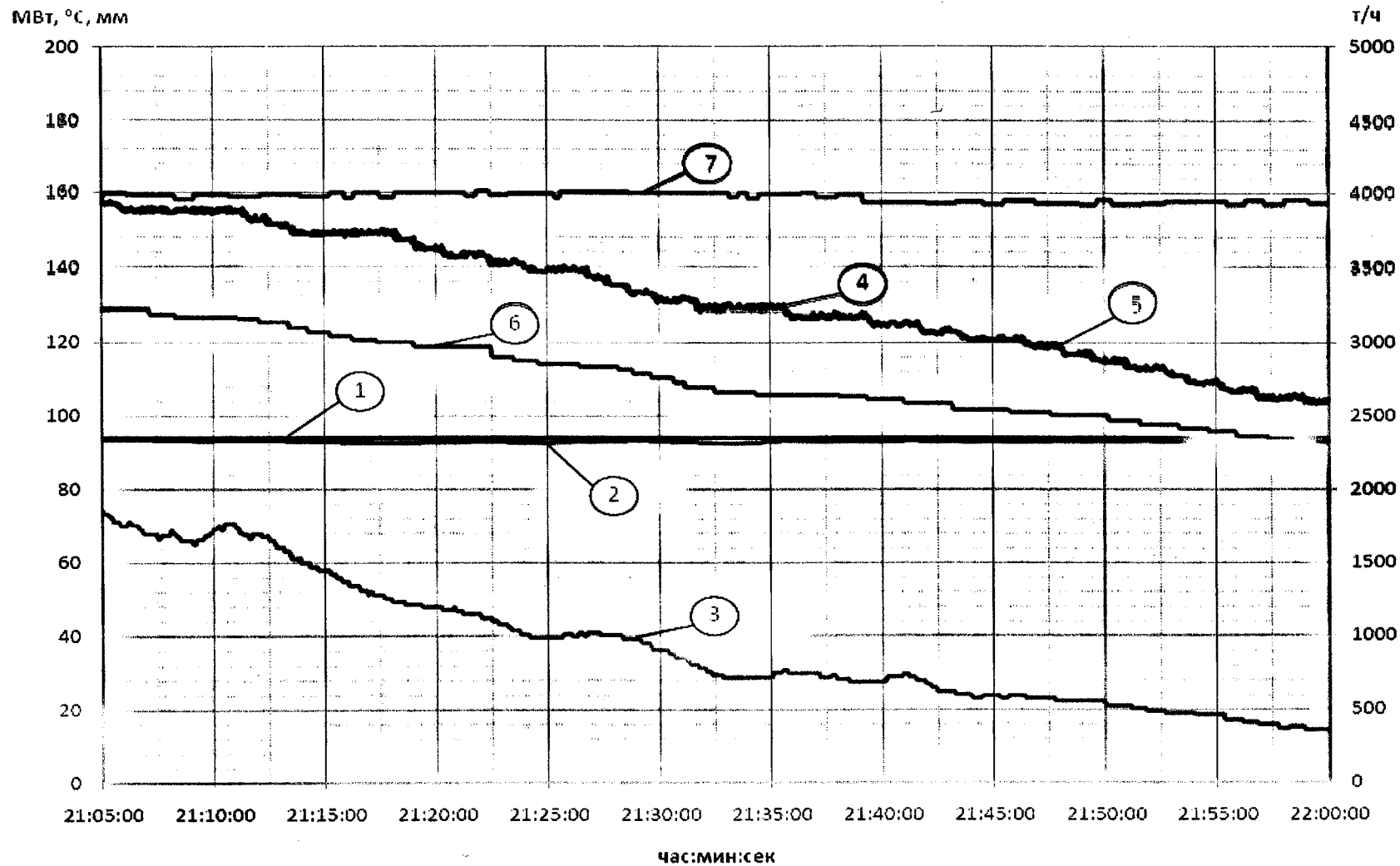


Рис. 6 График работы регулятора температуры сетевой воды при разгрузке энергоблока ст. № 3 ТЭЦ-27 от 440 до 300 МВт:

1 – заданная температура T сетевой воды за ПСГ; 2 – текущая температура T сетевой воды за ПСГ; 3 – положение поворотной диафрагмы (ПД) ПТ; 4 – текущая активная мощность газовой турбины № 31; 5 – то же газовой турбины № 32; 6 – то же паровой турбины; 7 – расход сетевой воды через ПСГ

5. Характеристики ПГУ с позиции ее участия в противоаварийном управлении в энергосистеме

Наиболее эффективной мерой противоаварийного управления в энергосистеме является экстренная разгрузка энергоблока (**снижение мощности энергоблока в темпе долей секунды**). В большинстве случаев, **когда пропускная способность линий электропередачи в послеаварийном режиме (через несколько секунд после начала аварии) достаточна для выдачи мощности электростанции, может быть реализована кратковременная разгрузка с возвратом к исходной мощности**. Такую разгрузку **принято называть импульсной разгрузкой (ИР)**. Если же в послеаварийном режиме пропускная способность линий уменьшилась, необходима **длительная разгрузка электростанции (ДР)**. Команды управления на ИР и ДР формируются на энергосистемном уровне с учетом режимов работы не только отходящих от управляемой электростанции связей, но и других линий энергосистемы. После передачи этих команд с энергосистемного уровня в общестанционную часть ПА, где осуществляется распределение разгрузки между энергоблоками, поступает команда на разгрузку в АСУ ТП энергоблоков, **участвующих в ПА**.

Как указывалось в предыдущих главах, имеются следующие ограничения на разгрузку ПГУ:

- При работающей ПТ температура пара за котлом **не должна снижаться ниже допустимой (например, 490°C)**. Из этого следует, что **длительная разгрузка газовых турбин не должна быть ниже того значения, при котором температура пара за котлом падает до допустимой величины**. Значение этой нагрузки зависит от окружающей температуры; с некоторым запасом примем величину этой нагрузки **постоянной и равной нижней границе рабочего диапазона нагрузок при исходных внешних условиях, т.е. 60% от номинальной мощности ГТ**.
- Для работающей паровой турбины в качестве **минимально возможной нагрузки принимается 10% от ее номинальной мощности**.
- Для газовой турбины при отключенной паровой турбине (**отсутствуют ограничения по температуре пара перед ПТ**) в качестве **минимально возможной нагрузки принимается 10% от ее номинальной мощности**. При этом как уже указывалось выше для ГТЭ-110 **невозможно непрерывное регулирование мощности в диапазоне 20...50 МВт**.

Рассматриваются следующие возможности:

- Быстрая разгрузка как паровой, так и газовых турбин; при необходимости глубокой разгрузки – **дополнительно отключение одной из двух газовых турбин**.
- Быстрая разгрузка только паровой турбины; при необходимости глубокой разгрузки – **дополнительно отключение одной из двух газовых турбин**. Газовые турбины разгружаются с **повышенной скоростью**, но в

сравнительно медленном темпе. Так как разрешение на быструю разгрузку ГТ требует специального согласования с заводом-изготовителем (ЛМЗ, Сименс), то данный вариант разгрузки является «страховочным», обеспечивая необходимое быстрое снижение мощности ПГУ без быстрой разгрузки ГТ, только за счет сброса мощности паровой турбиной (при необходимости с дополнительным отключением одной из газовых турбин).

- Для ряда задач так называемая «быстрая» разгрузка энергоблока (сброс мощности в темпе долей секунды) не требуется, и энергоблок может разгружаться со скоростью, определяемой повышенной скоростью разгрузки газовых турбин. К таким задачам относится, например, снижение мощности ПГУ из-за тепловой перегрузки линий передачи. Следует подчеркнуть, что свойства ГТ позволяют после останова ГТ противоаварийной автоматикой быстро (за 10-15 минут) снова включить ее в сеть и за последующие 20-30 минут повысить нагрузку энергоблока ПГУ до номинальной.

Поскольку ПГУ-450Т является теплофикационным энергоблоком, необходимо рассмотреть влияние противоаварийных разгрузок на выдачу станцией тепла в городскую тепловую сеть. Это влияние невелико и не препятствует использованию ПГУ-450Т ТЭЦ-27 в противоаварийном управлении в энергосистеме по следующим причинам:

- Инерция тепловой сети весьма значительна (многие десятки минут), и изменение температуры сетевой воды у потребителя окажется практически неощутимым.
- Время действия противоаварийных разгрузок, как правило, незначительно (20-30 минут).
- При снижении температуры пара за подогревателями сетевой воды водогрейные котлы, если они установлены на станции, автоматически увеличат отдачу тепла с тем, чтобы обеспечить постоянство температуры прямой сетевой воды и ее соответствие заданию (в частности, речь идет о ТЭЦ Мосэнерго).

Необходимо, однако, обратить внимание, что при работе в теплофикационном режиме следует избегать режимов противоаварийной разгрузки, связанных с остановом ПТ, чтобы мощность паровой турбины после исчезновения потребности в ее снижении могла быть достаточно быстро увеличена.

На рис.7 сопоставлены возможные минимальные уровни длительных разгрузок на примере энергоблока ПГУ-450Т (т.е. уровни минимально возможной длительно отдаваемой мощности). Приведены все три варианта: быстрая разгрузка ГТ и ПТ (с возможным дополнительным отключением одной ГТ); быстрая разгрузка только ПТ со сравнительно медленным разгрузением ГТ (также с возможностью дополнительного отключения одной ГТ); медленная (сравнительно) разгрузка ГТ при отсутствии необходимости в быстрой

разгрузке. Для всех этих вариантов рассмотрены подварианты с отключением ПТ, а также отключением ПТ и одной ГТ.

При исходной работе двух газовых и паровой турбины длительная противоаварийная разгрузка энергоблока без отключения одной из газовых турбин и без постоянного сброса пара в конденсатор ПТ через БРОУ и РУ, как уже говорилось, возможна примерно до уровня 60% номинальной мощности энергоблока из-за того, что при такой нагрузке закроются ВНА и более глубокая разгрузка ГТ приведет к недопустимому снижению температуры пара перед ПТ. При дополнительном отключении одной из газовых турбин может быть достигнута более глубокая длительная противоаварийная разгрузка - до уровня 30% номинальной мощности энергоблока.

При разгрузке с длительным сбросом пара через БРОУ и РУ мощность, отдаваемая паровой турбиной, составит (согласно приведенным ограничениям) 15 МВт, и общая минимально возможная мощность энергоблока составит 43 % от его номинальной величины, а при отключении одной из газовых турбин - 23%.

При наличии ограничения на скорость разгрузки ГТ быстрое снижение мощности ПГУ происходит за счет полного сброса нагрузки паровой турбиной, без быстрого разгружения газовых турбин, т.е. с разгружением их в ускоренном, но не аварийном темпе с последующим постепенным частичным повышением нагрузки паровой турбины; это достигается посредством временного сброса пара, направляемого в паровую турбину через БРОУ и РУ в конденсатор.

В этом случае при сохранении в работе двух газовых и паровой турбины при исходной мощности энергоблока 100% быстрое разгружение за счет полного сброса нагрузки паровой турбиной происходит до 67% мощности энергоблока, после чего газовые турбины ускоренно разгружаются до мощности 100,5 МВт каждая, а паровая турбина до такой же мощности нагружается. При тех же исходных условиях, сбросе нагрузки паровой турбиной и отключении одной из ГТ мощность энергоблока сбрасывается до 33% (т.е. до 148,5 МВт), после чего оставшаяся в работе газовая турбина ускоренно разгружается до 99 МВт, а паровая, соответственно, нагружается до 49,5 МВт.

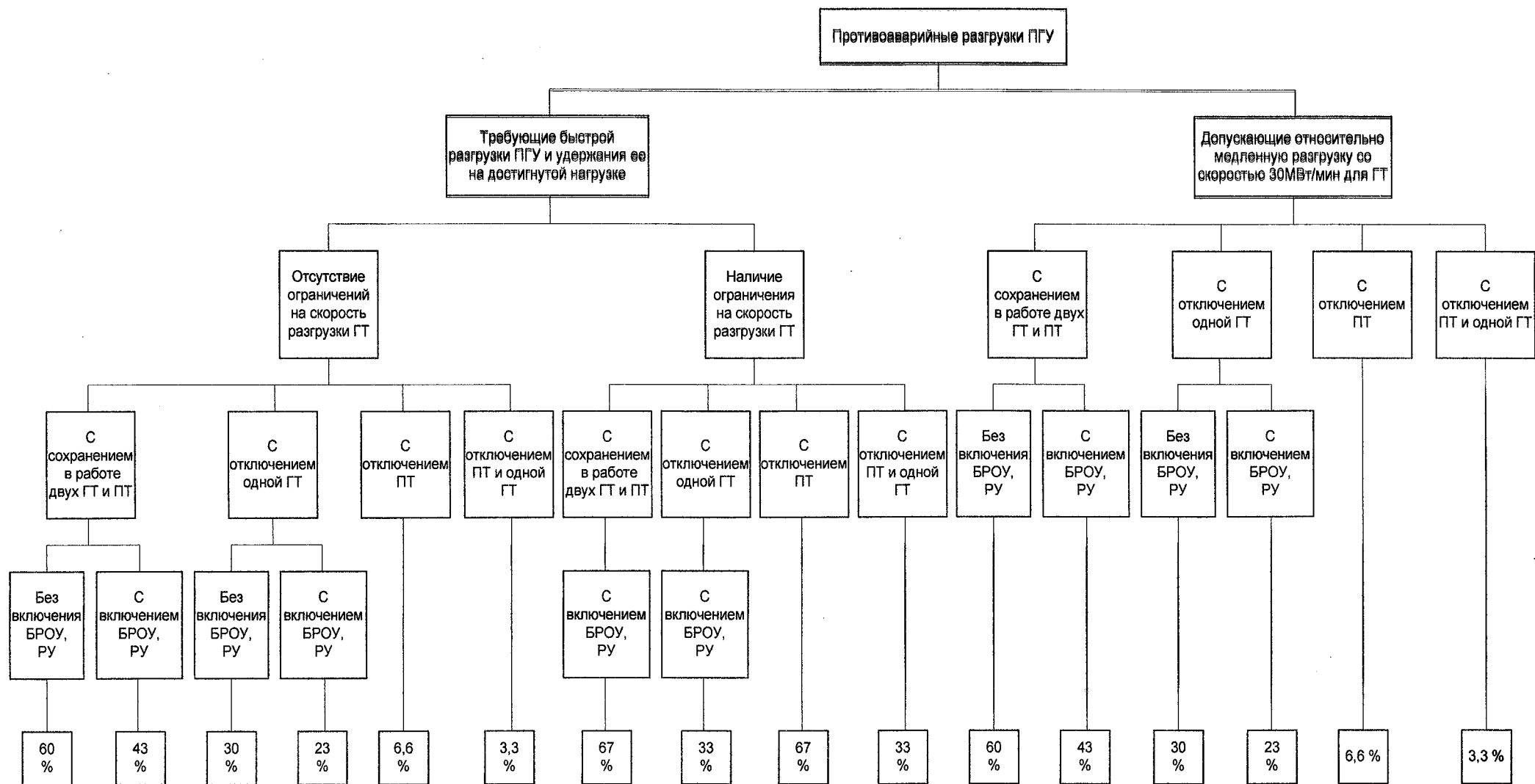


Рис. 7. Возможные минимальные уровни длительных разгрузок энергоблока ПГУ-450Т

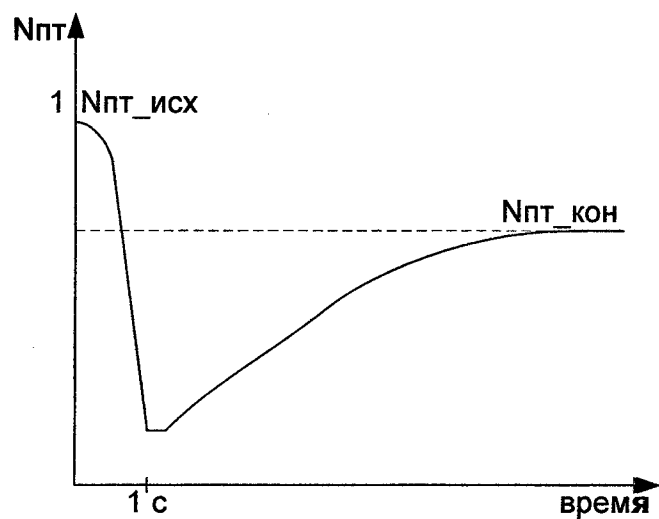
Как уже говорилось выше, возможно динамическую составляющую разгрузки перенести на паровую турбину, а газовые турбины разгружать в ускоренном, но не аварийном темпе. Пример такого процесса упрощенно представлен на рис. 8, где показана быстрая разгрузка паровой турбины с последующим набором мощности до заданной конечной величины и сравнительно медленная разгрузка газовых турбин также до заданной конечной величины. На рисунках 8 и 9 масштаб времени по оси абсцисс реализован условно: снижение мощности паровой турбины и энергоблока происходит менее чем за секунду, а разгружение газовых турбин и, соответственно, повторный частичный набор мощности паровой турбиной – за десятки секунд. Суммарная разгрузка энергоблока (нижний график рис. 8) позволяет получить требуемое качество переходного процесса: на начальном этапе может быть получена достаточно большая скорость разгрузки, далее небольшое перерегулирование и выход на установившееся значение мощности «снизу». При больших возмущениях в энергосистеме устойчивость генераторов электростанции может быть обеспечена путем дополнительного отключения одного из генераторов ГТ, что позволит реализовать максимальную величину разгрузки энергоблока при высокой скорости разгрузки (рис. 9).

Для того чтобы глубокая разгрузка паровой турбины не сопровождалась повышением давления в паропроводах высокого и низкого давления, в результате чего можно было бы ожидать срабатывания предохранительных клапанов и даже защиты от скорости повышения давления в барабане высокого давления котла-утилизатора, необходимо обеспечить качественную работу регуляторов БРОУ ВД и БРУ НД. После разгрузки газовых турбин, снижения паропроизводительности котлов-утилизаторов, а также частичного открытия регулирующих клапанов паровой турбины будет установлен устойчивый послеаварийный режим. Функции поддержания давления пара перед турбиной, как уже говорилось, возлагаются на БРОУ ВД и БРУ НД, которые после восстановления баланса между нагрузками ГТ и ПТ закроются.

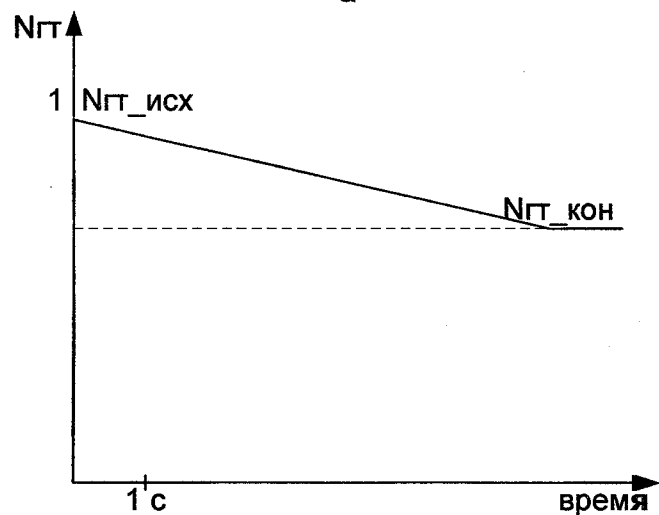
При импульсной разгрузке должно осуществляться быстрое (за доли секунды) снижение мощности ПГУ с последующим увеличением мощности до исходной величины. Мощность восстанавливается до исходного значения за несколько секунд, при этом существенного изменения давления пара не происходит (здесь обычно также требуется включение в работу регуляторов БРОУ ВД и БРУ НД). В этом случае также целесообразно воздействовать как на регулирующие клапаны паровой, так и на топливные клапаны газовых турбин для получения более глубокой разгрузки. Однако использование для импульсной разгрузки газовых турбин требует разрешения завода-изготовителя турбин.

При проектировании собственных нужд (СН) энергоблока должно быть специально обращено внимание проектной организации на выполнение схемы СН таким образом, чтобы при отключении одной газовой турбины или паровой турбины питание собственных нужд энергоблока сохранялось. Возможным

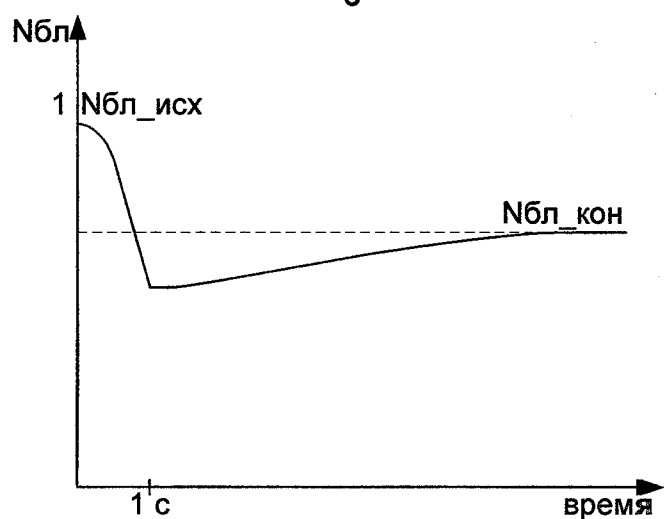
вариантом решения может быть подключение схемы СН (по выбору) к турбогенератору той газовой турбины, которая остается в работе при действии ПА на отключение другой ГТ.



а

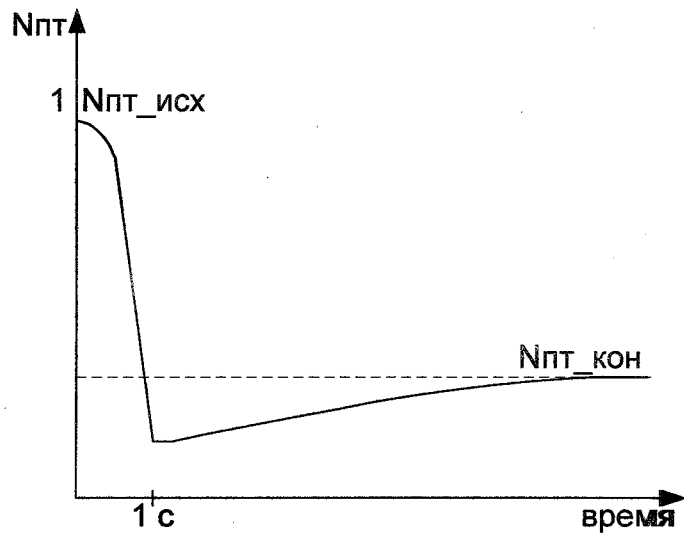


б

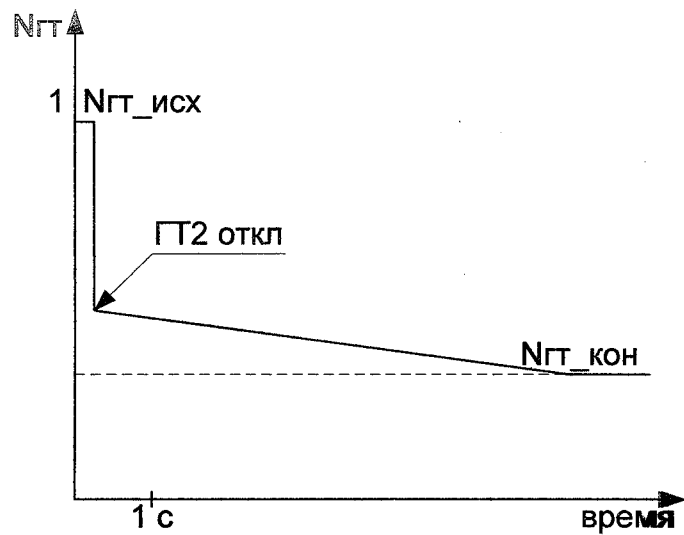


в

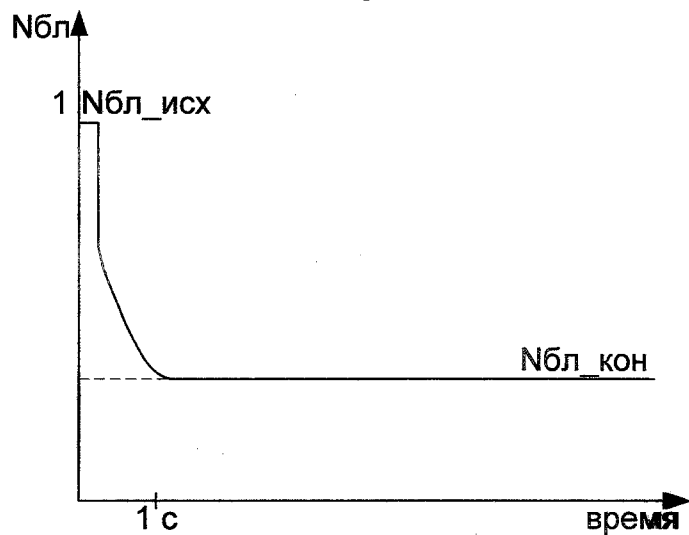
Рис. 8. Переходный процесс при быстрой разгрузке паровой (а) и газовых турбин (б) энергоблока (в)



а



б



в

Рис. 9. Переходный процесс разгрузки паровой (а), одной газовой турбины ГТ1 при отключении второй газовой турбины ГТ2 (б) и энергоблока (в); скорость разгрузки ГТ1 ограничена.

6. Выводы

Энергоблоки ПГУ имеют ряд отличий от традиционных энергоблоков, которые влияют на их использование при решении энергосистемных задач. Основными из них являются:

- наличие в одном энергоблоке генераторов трех турбин с существенными технологическими зависимостями между возможными значениями их нагрузок. Это обеспечивает различные возможности реализации динамических режимов изменения мощности и использование различного состава оборудования, сохраняемого при противоаварийных разгрузках;
- существенная зависимость границ диапазона рабочих нагрузок от температуры окружающей среды;
- наличие ограничения на скорость изменения нагрузки газовой турбины вследствие необходимости совместного изменения расхода топлива и положения ВНА компрессора и ограничения скорости перемещения последнего.

Энергоблоки ПГУ при оснащении их электронными регуляторами частоты вращения газовых и паровой турбин и САРЧМ со структурой, испытанной на Калининградской ТЭЦ-2, удовлетворяют ряду характеристик первичного и вторичного регулирования:

- зона нечувствительности ± 10 мГц;
- динамика переходного процесса нормированного первичного регулирования в пределах нормального резерва,
- требуемая длительность переходных процессов нормированного первичного регулирования в пределах аварийного резерва и общего первичного регулирования;
- требуемые скорости изменения нагрузки автоматического вторичного регулирования.

Для выполнения требований времени реализации начальной величины изменения нагрузки нормированного первичного регулирования в пределах аварийного резерва и общего первичного регулирования требуется увеличение границы допустимой скорости изменения нагрузки газовых турбин.

Энергоблоки ПГУ могут использоваться для участия в противоаварийных задачах энергосистемы. При получении разрешения на быстрые противоаварийные разгрузки от фирм-разработчиков ГТ диапазоны разгрузок ГТ ограничиваются мощностью ГТ, соответствующей закрытию ВНА (60%), с возможностью дополнительного отключения одной из двух ГТ (при этом возможно разгружение блока до 30%). При отсутствии такого разрешения возможности противоаварийного сброса нагрузки определяются паровой турбиной и, по-прежнему, возможностью отключения одной из газовых турбин (без отключения ГТ – 67%, с отключением – 33 %). После определения

конкретных энергосистемных требований к энергоблокам ПГУ необходимо проведение переговоров с фирмами-разработчиками ГТ о получении разрешения на требуемое увеличение граничного значения скорости изменения нагрузки при первичном регулировании частоты и необходимые скорости противоаварийных разгрузок.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
“ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ”



Доклад

**Участие парогазовых установок
в общем первичном регулировании частоты**

Радин Ю.А., к.т.н., Зорченко Н.В., инженер

Москва, 2009 г

Содержание

Содержание	2
Введение	3
1. Парогазовые установки, введённые в эксплуатацию в России	4
2. Участие парогазовых установок в общем первичном регулировании частоты	6
2.1. Особенности участия ПГУ в общем первичном регулировании частоты	6
2.2. Динамика изменения мощности ПГУ	7
2.3. Регулировочный диапазон нагрузок	11
3. Условия обеспечения выполнения требований ОПРЧ на ПГУ	17
Выводы	19
Список литературы.....	20

Введение

В настоящее время на территории России все более широкое распространение получают бинарные парогазовые установки (ПГУ) с котлами-утилизаторами. В основе их работы технология парогазового цикла, обеспечивающая коэффициент полезного действия примерно 52 %, а высокоэффективные технологии позволяют экономить до 25 % топлива и на треть снизить вредные выбросы в атмосферу.

При этом достаточно актуальным является вопрос, связанный с оценкой возможности эффективного участия ПГУ в общем и нормированном первичном регулировании частоты, особенно с учетом того, что установленная электрическая мощность многих ПГУ более 400 МВт, что вполне соизмеримо с мощностями крупных конденсационных энергоблоков.

1. Парогазовые установки, введенные в эксплуатацию в России

Парогазовые установки, действующие и проектируемые, отличаются широким разнообразием технологических решений. Так, например, в зависимости от компоновки основного оборудования, можно выделить:

- моноблочные одновальные (одна газовая турбина (ГТ) и одна паровая турбина (ПТ) на одном валу генератора);
- моноблочные двухвальные (одна ГТ и одна ПТ со своими генераторами, схема 1x1);
- дубль-блочные (две ГТ и одна ПТ со своими генераторами, схема 2x1);
- три-блочные (три ГТ и одна ПТ со своими генераторами, схема 3x1).

Возможен вариант ПГУ, в котором газотурбинная установка (ГТУ) с котлами-утилизаторами объединены поперечной связью (коллектором) по пару высокого давления, питающей паром паровые турбины.

Достаточно условно парогазовые установки можно классифицировать по установленной мощности:

- ПГУ малой мощности – суммарная мощность ПГУ не более 170 МВт (схемы 1x1, 2x1, ГТУ мощностью до (70-75) МВт);
- ПГУ средней мощности – суммарная мощность ПГУ (170-300) МВт (схемы 1x1, 2x1, 3x1, ГТУ мощностью (70–110) МВт);
- ПГУ большой мощности – суммарная мощность ПГУ более 300 МВт (схема 1x1, 2x1, 3x1, ГТУ мощностью более 110 МВт).

В таблице 1 приведена классификация ПГУ по мощности и по количеству тепла для нагрева сетевой воды, отдаваемого в отборы теплофикационных паровых турбин.

В установках малой и средней мощности, как правило, используют одноконтурные (однобарабанные) и двухконтурные (двухбарабанные) котлы-утилизаторы. В установках большой мощности, как правило, применяют котлы-утилизаторы двух или трех давлений (двухбарабанные или трехбарабанные или прямоточные котлы-утилизаторы в контуре высокого давления).

Классификация ПГУ по мощности и отпуску тепла

Суммарная мощность ПГУ	По отпуску электроэнергии, МВт	По отпуску тепла, МВт (Гкал/ч)
ПГУ малой мощности	До 170	До 70
ПГУ средней мощности	170-300	100-200
ПГУ большой мощности	Более 300	Более 200

Для повышения параметров пара после котлов-утилизаторов может применяться дожигание, как правило, применяются один или два уровня дожигания газа.

По давлению пара в контурах генерации пара можно выделить:

- ПГУ малой мощности с давлением пара контура высокого давления (ВД) (3,0-6,0) МПа и давлением пара контура низкого давления (0,6-0,65) МПа;
- ПГУ средней мощности с давлением пара ВД (7,0 – 9,0) МПа и давлением пара контура НД (0,6-0,65) МПа;
- ПГУ большой мощности с давлением пара контура ВД (7,0-13,0) МПа, контура среднего давления (СД) (2,7-3,7) МПа и контура НД (0,4-0,65) МПа.

2. Участие парогазовых установок в общем первичном регулировании частоты

2.1. Особенности участия ПГУ в общем первичном регулировании частоты

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) является обязательным для всех тепловых электростанций, работающих в единой энергетической системе (ЕЭС) России, в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования. Исключение составляет теплофикационное оборудование в период его работы по тепловому графику. Основная цель ОПРЧ – сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты [1].

В то же время результаты испытаний ПГУ в России показали, что на данный момент они не удовлетворяют действующим требованиям ОПРЧ, особенно в части требований к динамике изменения мощности за первые (10-15) с после нанесения возмущения. Много вопросов вызывает и “плавающий” диапазон регулирования ПГУ. Здесь нужно отметить, что связано это, с одной стороны, с отсутствием требований именно для парогазовых установок (в настоящее время ПГУ, как правило, рассматривают с точки зрения требований к газомазутным энергоблокам традиционного цикла “котел – паровая турбина”). С другой стороны, наличием ряда технологических особенностей ПГУ как объекта регулирования мощности, к которым можно отнести:

- наличие нескольких генераторов;
- быстрое изменение мощности ПГУ при изменении подачи топлива в камеру сгорания и вызванное этим последующее инерционное изменение мощности паровой турбины (при этом воздействие на регулирующие клапаны турбины вызывает быстрое, но исчезающее изменение мощности паровой турбины);
- технологические ограничения, связанные с обеспечением надежности толстостенных элементов котлов-утилизаторов, коллекторов, паропроводов высокого давления и турбины в переменных режимах;

- влияние скорости изменения нагрузки ГТУ на надежность работы ГТУ и выходных коллекторов пароперегревателей высокого давления котлов-утилизаторов;
- экономическая целесообразность работы паровой турбины при изменении нагрузки в пределах регулировочного диапазона с фиксированным положением регулирующих клапанов, в режиме скользящего давления;
- возможность эксплуатации ПГУ при разном составе оборудования.

2.2. Динамика изменения мощности ПГУ

Проверка требований ОПРЧ включает в себя испытания, во время которых имитируются одноразовые скачкообразные изменения задания по мощности на 10 % от номинальной мощности установки $N_{НОМ}$ или отклонения частоты сети на 300 мГц (при нулевой мертвой полосе и статизме 6 %). Испытания проводятся вверху и внизу регулировочного диапазона, при этом скачкообразное отклонение по мощности наносится вверх (увеличение мощности на 10 % от $N_{НОМ}$) и вниз (уменьшение мощности на 10 % от $N_{НОМ}$).

Оценка результатов испытаний производится по графикам переходных процессов активной мощности. При этом в первые (10÷15) с изменение активной мощности должно происходить не менее чем на (50÷60) % от величины возмущения, то есть на 5 % от $N_{НОМ}$. Длительность переходного процесса по мощности (время достижения заданного значения) определяется типом энергоустановки. Для газомазутных энергоблоков эта величина минимальна и должна составлять не более 5 мин.

Рассмотрим возможность быстрого скачкообразного изменения нагрузки, на примере ПГУ-450Т, получившей наибольшее распространение России в данный момент, при работе в режиме скользящего давления. В состав этой установки могут входить две ГТУ ГТЭ-160 (филиал ОАО “Силовые машины” ЛМЗ), например, на Калининградской ТЭЦ-2, ТЭЦ-27, или одна ГТУ SGT5-4000F (Siemens AG), номинальной мощностью 278.5 МВт, например на ТЭЦ-16, ТЭЦ-12, ТЭЦ-20, ТЭЦ-25 (проект). В условиях нормальной эксплуа-

тации скорость изменения нагрузки одной газовой турбины ГТЭ-160 составляет 11 МВт/мин = 0.183 МВт/с, SGT5-4000F – 12.6 МВт/мин = 0.21 МВт/с. В таблицу 2 сведены рассчитанные по этим данным изменения нагрузки ПГУ только за счет изменения мощности газовых турбин $\Delta N_{ГТУ}$ в разные моменты времени от начала возмущения (изменения задания по мощности).

В динамике (Δ) мощность паровой турбины $N_{ПТ}$ изменяется со значительной инерцией по отношению к мощности ГТУ $N_{ГТУ}$:

$$\Delta N_{ПТ}(t) = \Delta N_{ГТУ} \cdot (1 - e^{-\frac{t}{T}}) = \frac{1}{2} \cdot \frac{dN_{ГТУ}}{dt} \int_0^t (1 - e^{-\frac{\tau}{T}}) d\tau = \frac{1}{2} \cdot \frac{dN_{ГТУ}}{dt} \cdot [t - T(1 - e^{-\frac{t}{T}})].$$

где T – интегральная постоянная времени канала “ $\Delta N_{ГТУ} \rightarrow \Delta N_{ПТ}$ ”.

В таблице 3 приведены вычисленные динамические отклонения ГТУ $\Delta N_{ГТУ}$, ПТ $\Delta N_{ПТ}$ и ПГУ $\Delta N_{ПГУ}$ при работе ПГУ-450Т с двумя ГТУ. При этом показаны два возможных режима участия ГТУ в регулировании частоты и мощности в составе ПГУ: 1 – изменение мощности ГТУ при отклонениях частоты осуществляется только с помощью регулятора мощности ПГУ (блочного регулятора мощности) с ограниченной скоростью, 2 – изменение мощности ГТУ осуществляется за счет регулятора мощности ПГУ и частотного корректора ГТУ, но также с ограниченной скоростью. Интегральная постоянная времени канала “ $\Delta N_{ГТУ} \rightarrow \Delta N_{ПТ}$ ” T принята равной 200 с, клапаны паровой турбины находятся в фиксированном положении.

Таблица 2

$\Delta N_{ГТУ}$ в разные моменты времени от начала возмущения

Состав оборудования		Время от начала возмущения, с			
		10	15	30	120
$\Delta N_{ГТУ}$ (ГТЭ-160), МВт	полублок	1.83	2.74	5.49	21.96
	полный блок	3.66	5.49	10.98	43.92
$\Delta N_{ГТУ}$ (SGT5-4000F), МВт		2.1	3.15	6.3	25.3

Таблица 3

Изменения $\Delta N_{ГТУ}$, $\Delta N_{ПТ}$ и $\Delta N_{ПГУ}$ при работе ПГУ с двумя ГТУ

t, с		10	15	30	120
1	$\Delta N_{ГТУ}$, МВт	3.66	5.49	10.98	43.52
2		4.4	7.2	15.5	43.52
$\Delta N_{ПТ}$, МВт		0.045	0.1	0.39	4.71
1	$\Delta N_{ПГУ}$, МВт	3.71	5.59	11.37	48.23
2		8.5	16.4	36.6	48.23

Сопоставление приведённых в таблице 3 расчетных динамических отклонений мощности ПГУ $\Delta N_{ПГУ}$ со значениями “требуемой” мощности $\Delta N_{ТРЕБ}$ ¹ при полном составе оборудования ПГУ (для ГТУ) сведено в таблицу 4. В этой же таблице помимо “требуемых” значений ОПРЧ приведены и данные для НПРЧ_{норм} и НПРЧ_{авар} – нормированного первичного регулирования частоты в нормальном и аварийном режимах работы энергосистемы соответственно.

Таблица 4

Расчётные и требуемые изменения нагрузки ПГУ для ОПРЧ и НПРЧ

t, с		10	15	30	120	
$\Delta N_{ТРЕБ}$, МВт		ОПРЧ	-	22.5	-	-
		НПРЧ _{норм}	11.25	-	22.5	-
		НПРЧ _{авар}	27	-	-	56.25
1	$\Delta N_{ПГУ}$, МВт	3.71	5.59	11.37	48.23	
2	$\Delta N_{ПГУ}$, МВт	4.4	7.2	15.5	48.23	
1	$(\Delta N_{ТРЕБ} - \Delta N_{ПГУ})$, МВт	ОПРЧ	-	16.51	-	-
		НПРЧ _{норм}	7.54	-	11.13	-
		НПРЧ _{авар}	23.29	-	-	8
2	$(\Delta N_{ТРЕБ} - \Delta N_{ПГУ})$, МВт	ОПРЧ	-	15.3	-	-
		НПРЧ _{норм}	6.85	-	7	-
		НПРЧ _{авар}	22.6	-	-	8

¹ “Требуемые” значения отклонений мощности определялись из расчета, что номинальная мощность установки $N_{НОМ} = 450$ МВт.

Из представленного расчета следует, что при принятых скоростях изменения мощности ГТУ 11 МВт/мин или 12.6 МВт/мин (3 % от $N_{НОМ}$ /мин) при постоянном положении регулирующих клапанов паровой турбины ПГУ-450Т не отвечает требованиям ОПРЧ. Нужно отметить, что при увеличении скорости изменения мощности ГТУ до 15 МВт/мин на ПГУ-450Т также не удастся выполнить требования ОПРЧ и НПРЧ к изменению мощности за первые 10 и 15 с.

При работе ПГУ-450Т в режиме поддержания постоянного (номинального) давления пара перед паровой турбиной путём воздействия на регулирующие клапаны паровой турбины (регулятор “до себя”) маневренные характеристики ПГУ несколько улучшатся, но и в этом случае динамические отклонения мощности ПГУ $\Delta N_{ПГУ}$ не достигнут требуемых значений ОПРЧ и, тем более, НПРЧ.

Аналогичные расчеты, показывающие невозможность выполнения требований ОПРЧ при ограничении на скорость изменения мощности ГТУ и “пассивной” работе паровой турбине, могут быть проведены и для других типов ПГУ.

К сожалению, “полноценных” динамических испытаний на соответствие требованиям ОПРЧ ни на одной парогазовой установке, особенно большой мощности, оснащенной системой автоматического управления мощностью, эксплуатируемой в России, до сих пор проведено не было. При этом нужно отметить, что на ПГУ Северо-Западной ТЭЦ (г. Санкт - Петербург) и Калининградской ТЭЦ-2, где были проведенные испытания, паровая турбина не участвует в регулировании частоты (системы регулирования паровых турбин выполнены гидравлическими). К тому же большинство газовых турбин, входящих в состав ПГУ, особенно большой мощности, и распространенных в России, выполнены фирмой Siemens, либо являются аналогами ГТУ этой фирмы, выполненными филиалом ОАО “Силовые машины” ЛМЗ. Другие разработчики газовых турбин на практике достаточно мало представлены в России, хотя заявляемые технические характеристики установок других Про-

изводителей, как правило, не уступают предлагаемым фирмой Siemens. Поэтому на данный момент объективно судить о возможностях ПГУ с точки зрения возможности их участия в первичном регулировании частоты достаточно сложно.

Испытания, проведенные на энергоблоке ст. № 1 Северо-Западной ТЭЦ ПГУ-450Т, в состав которого входят две газовые турбины типа V94.2 (Siemens), также показали, что при имитации скачкообразных отклонений частоты на 300 мГц (требования ОПРЧ) через 30 с после нанесения возмущения отклонение мощности установки от исходного значения составляет примерно 28 %. Время регулирования² составляет 140 с [2].

Результаты испытаний энергоблока ст. № 1 Калининградской ТЭЦ-2, в состав которого входят две газовые турбины ГТЭ-160 (филиал ОАО “Силловые машины” ЛМЗ), (имитация отклонений по частоте на ± 285 мГц при статизме 6 %, что соответствует 10 % от $N_{НОМ}$ ПГУ-450) также показали, что среднее время, за которое энергоблок достигает 50 % требуемой величины изменения мощности, составляет около 30 с. Среднее время, за которое данная установка достигает 90 % требуемой величины изменения мощности, составляет (60 ÷ 75) с [2].

2.3. Регулировочный диапазон нагрузок

Под регулировочным диапазоном нагрузок ПГУ понимают диапазон изменения электрической мощности парогазового энергетического блока без изменения количества работающего электрогенерирующего оборудования и при сохранении нормативных экологических показателей по выбросам вредных веществ. При этом можно выделить два диапазона нагрузок:

- целесообразный регулировочный диапазон;
- максимально допустимый.

Верхняя граница обоих диапазонов определяется номинальной нагрузкой ГТУ.

² Под временем регулирования понимается интервал времени от момента возмущения до момента вхождения значения мощности в зону ± 1 % от номинального значения мощности (± 4.5 МВт для ПГУ-450Т).

Целесообразный регулировочный диапазон – диапазон нагрузок ПГУ, при котором нижняя граница определяется следующими факторами:

- экологическими;
- экономическими (коэффициентом полезного действия (КПД) или удельным расходом топлива);
- надежностью работы оборудования.

С учетом вышесказанного при работе энергоблока на нижней границе регулировочного диапазона:

- экологические показатели не должны быть выше предельно допустимых;
- экономические показатели энергоблока не должны снижаться более, чем на (5-7) % от показателей блока на номинальной нагрузке при данных внешних условиях;
- параметры работы основного оборудования тепловой схемы энергоблока не должны опускаться ниже предельно допустимого уровня, установленного заводами-изготовителями данного оборудования.

При этом нижняя граница целесообразного регулировочного диапазона для каждого энергоблока определяется тем из названных условий, которое достигается раньше при снижении нагрузки энергоблока от номинальной. На рис. 1 и 2 в качестве примера показано определение целесообразного регулировочного диапазона для энергоблока ПГУ-450Т и ПГУ-39 соответственно.

Максимально допустимый диапазон нагрузок ПГУ – диапазон нагрузок, при котором нижняя граница регулировочного диапазона определяется в зависимости от предельно допустимого уровня работы оборудования, установленного заводами-изготовителями данного оборудования, то есть надежности работы оборудования ПГУ. Данная нагрузка ПГУ соответствует техническому минимуму нагрузок.

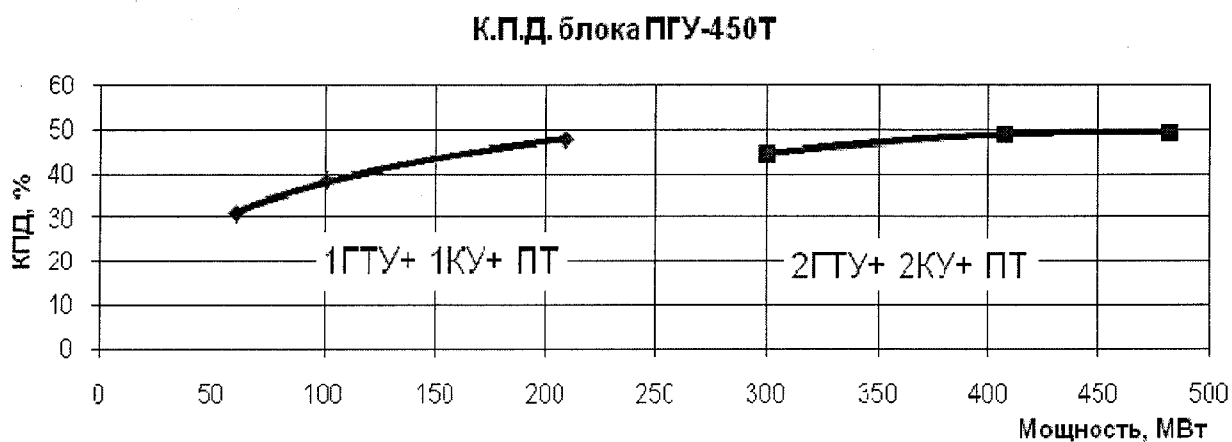
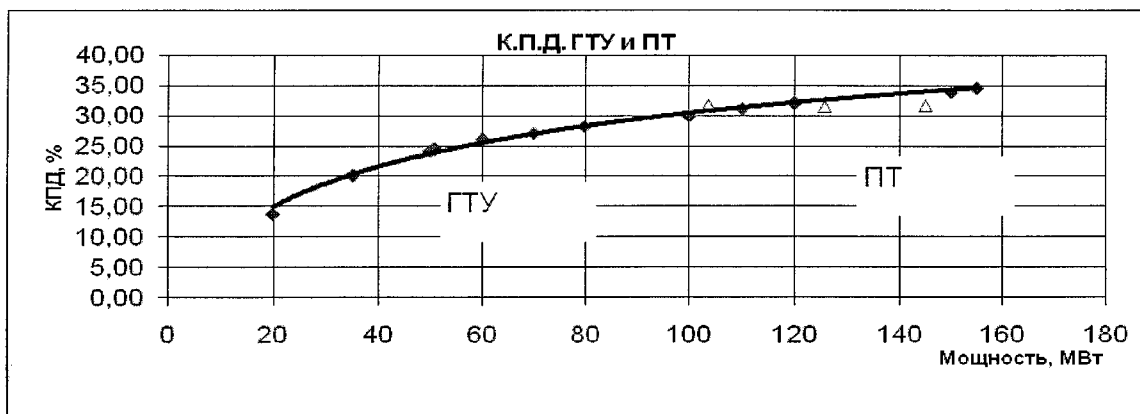
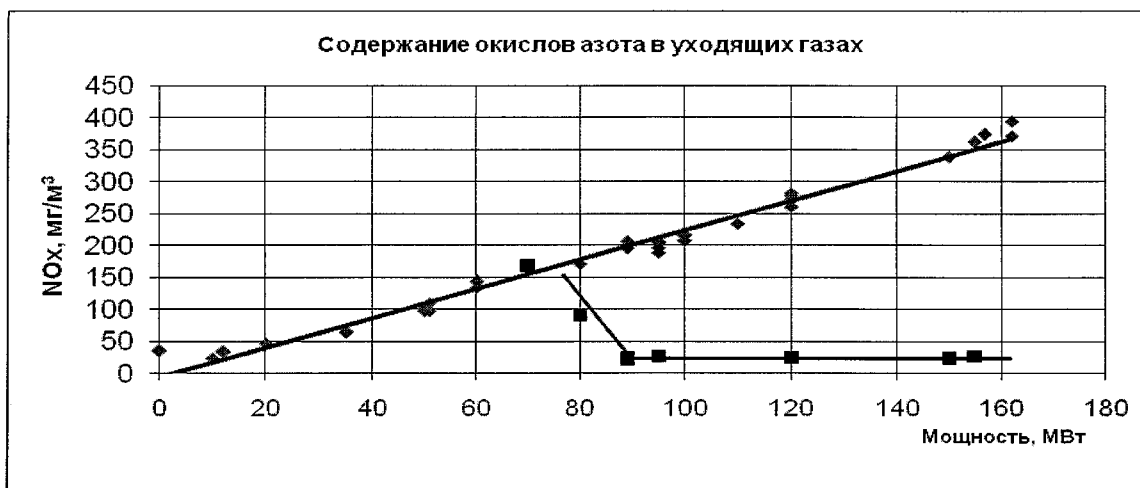
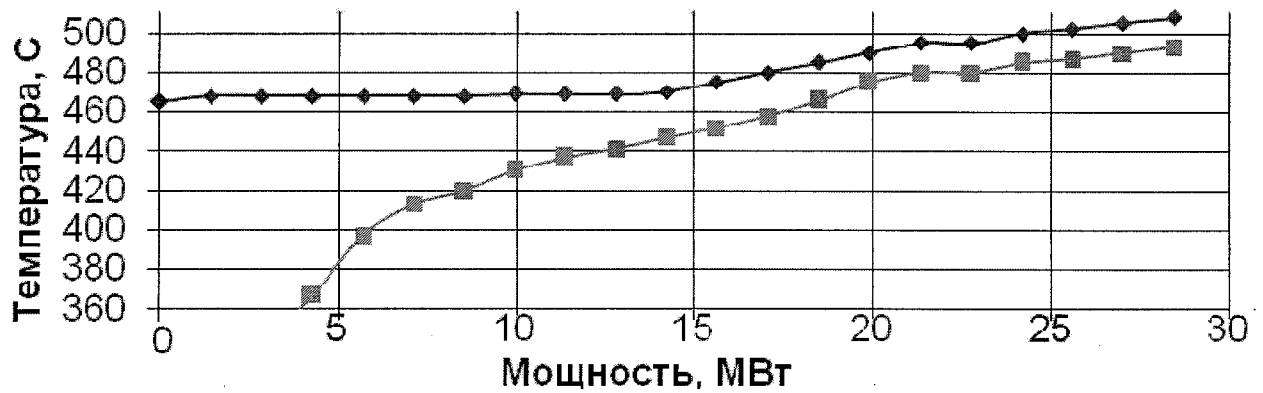
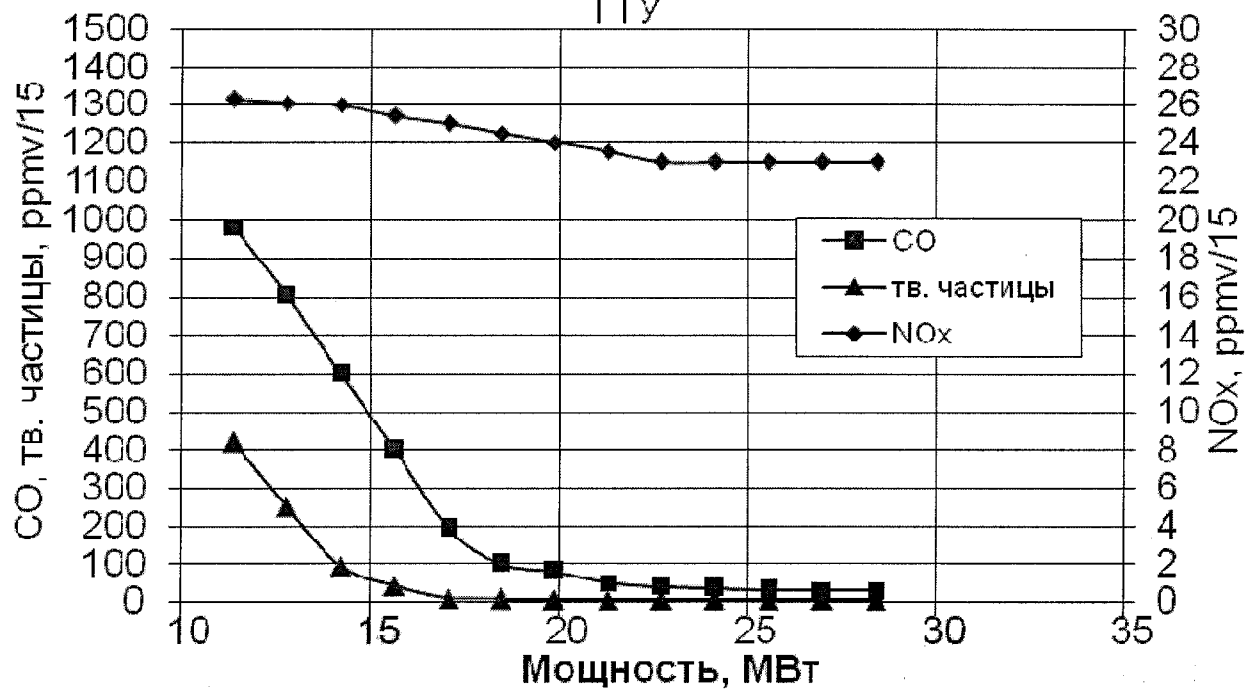


Рис.1 Определение целесообразного регулировочного диапазона ПГУ-450Т.

Зависимость температуры уходящих газов и температуры пара ВД от мощности ГТУ



Зависимость выбросов NOx, CO, тв. частиц от мощности ГТУ



Зависимость КПД от мощности

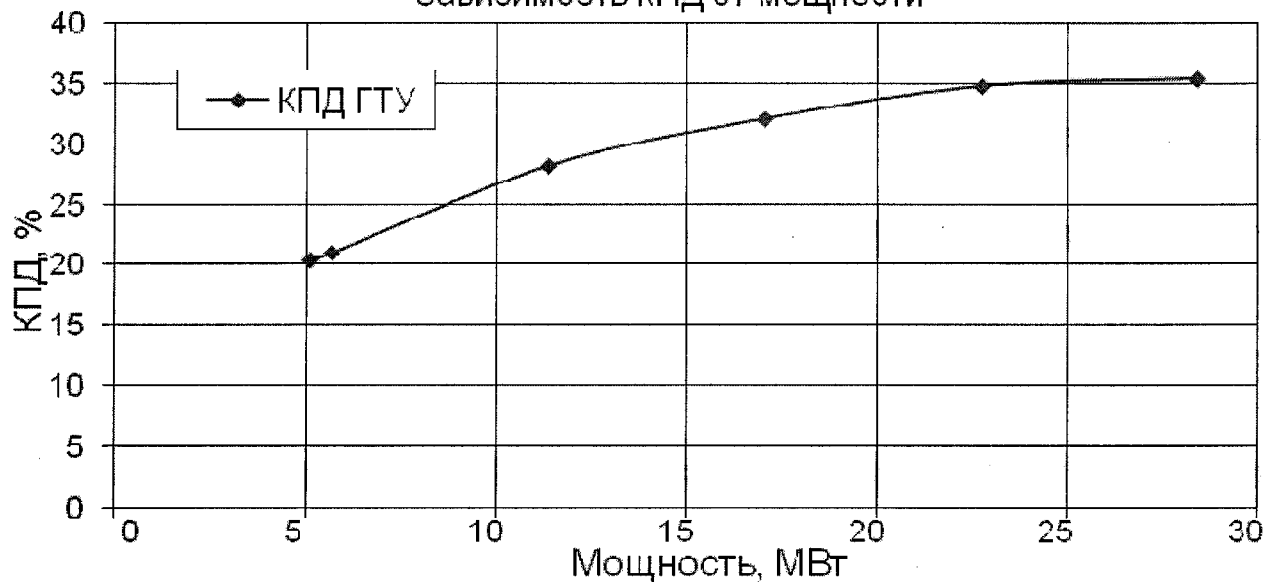


Рис.2 Определение целесообразного регулировочного диапазона ПГУ-39.

Нужно отметить, что регулировочный диапазон нагрузок ПГУ должен определяться с учетом ограничений установленной мощности. Среди основных можно выделить технические, экологические, сезонные и режимные ограничения.

Технические ограничения связаны с:

- неудовлетворительным состоянием агрегата;
- конструктивными дефектами или несоответствием производительности отдельного оборудования установленной мощности;
- отсутствием тепловых нагрузок (для паровых турбин типа Р, включение антиобледенительных систем ГТУ, загрязнение компрессора).

Экологические ограничения обусловлены проведением природоохранных мероприятий (ограничением снижения мощности ГТУ из-за увеличения содержания вредных выбросов – окислов азота и окиси углерода).

Сезонные ограничения обусловлены действием внешних сезонно повторяющихся факторов (повышение температуры наружного воздуха в летний период для ГТУ, ухудшение вакуума в конденсаторах турбин вследствие повышения температуры охлаждающей воды в летний период, сезонные изменения тепловых нагрузок).

Режимные ограничения вызваны:

- недостатком тепловых нагрузок (на турбинах типа Р);
- увеличением конденсационной выработки на паровых турбинах (типа ПТ и Т);
- конструктивными особенностями отдельных типов турбин, не позволяющих развивать номинальную мощность при низких нагрузках отборов;
- работой турбин в режимах ухудшенного вакуума, на противодавлении с отключенными цилиндрами низкого давления (ЦНД);
- достижением ограничительных температур уходящих газов после ГТУ.

Диапазон нагрузок ПГУ-450Т.

Режим работы энергоблока	Диапазон нагрузок, %
При постоянном давлении в контурах пара	70 - 100
Скользящее давление пара в контуре ВД	45 - 100
Комбинированное давление	50 - 100

В настоящее время практически для всех типов ПГУ технологически может быть обеспечен диапазон регулирования не менее (40-50) %. В таблице 5, в качестве примера, приведен диапазон нагрузок ПГУ-450Т с одной газовой турбиной с учетом всех вышеописанных ограничений. Как видно, при работе в режимах скользящего или комбинированного давления диапазон регулирования ПГУ составляет 50 %, что соответствует даже требованиям нормированного первичного регулирования и, тем более, общего первичного регулирования.

3. Условия обеспечения выполнения требований ОПРЧ на ПГУ

Как показали приведенные выше расчеты, а также испытания действующих ПГУ, причем не только в России, но и за рубежом выполнения системных требований не возможно без привлечения к регулированию мощности паровой турбины.

При скачкообразном изменении положения регулирующих клапанов паровой турбины $\Delta N_{ПТ}$ мощность паровой турбины в начальный момент изменяется на величину

$$\Delta N_{ПТ} \cong 0.75 \cdot N_{ПТ,НОМ} \cdot \frac{\Delta H_{ПТ}}{H_{ПТ,0}},$$

где $N_{ПТ,НОМ}$ – номинальная мощность ПТ, а $H_{ПТ,0}$ – полный ход регулирующих клапанов паровой турбины.

Для выполнения требований ОПРЧ за первые 15 с за счет паровой турбины должна быть получена дополнительная мощность. Для этого, как показали расчеты, необходим запас на перемещение регулирующих клапанов паровой турбины примерно на $\pm 15\%$. При этом такой запас ($\pm 15\%$) позволит удовлетворить и требованиям нормированного первичного регулирования в нормальном режиме.

При увеличении скорости изменения нагрузки ГТУ до 30 МВт/мин (в установках ПГУ-450Т теоретически такая скорость предусмотрена) необходимый запас на перемещение регулирующих клапанов паровой турбины составит примерно на $\pm 8\%$.

В настоящее время, как правило, паровые турбины на ПГУ работает с полностью открытыми клапанами. При этом очень часто характеристика парораспределения паровых турбин такова, что прикрытие регулирующих клапанов высокого давления до $(6 \div 7)\%$ не приведёт к существенной потере экономичности установки, например, на Т-150-7.7 ТЭЦ-27 ОАО “Мосэнерго”.

Прикрытие регулирующих клапанов высокого давления до (15 ÷ 17) % позволит выполнить требования общего первичного регулирования. При этом уменьшение экономического эффекта уже будет более значительным.

Нужно отметить, что концепция привлечения паровой турбины ПГУ к регулированию мощности получает все более широкое распространение в Европе. Она поддерживается фирмой Siemens, предлагающей для улучшения маневренных характеристик ПГУ, при работе в режиме скользящего давления перейти от полного открытия регулирующих клапанов высокого давления паровой турбины к их частичному прикрытию и при отклонениях частоты сети воздействовать не только на ГТУ, но и временно на регулирующие клапаны паровой турбины. Фирма Ansaldo Energia (Италия) предлагает воздействовать не только регулирующие клапаны высокого давления паровой турбины, но и на клапаны среднего давления.

Практической реализация и эффективное воздействие на паровую турбину возможно лишь при оснащении паровой турбины электронно-гидравлической системой регулирования. К сожалению, в настоящее время даже на проектируемых установках, срок ввода в эксплуатацию которых (2010-2012) годы, иногда приходится сталкиваться с закладываемой механо-гидравлической системой регулирования паровой турбины.

Выводы

1. В настоящее время практически для всех типов ПГУ технологически может быть обеспечен диапазон регулирования не менее (40-50) %, что соответствует требованиям общего и даже нормированного первичного регулирования частоты.
2. Результаты испытаний, проведенных на действующих ПГУ, а также аналитические расчеты показали невозможность выполнения требований общего первичного регулирования частоты без привлечения паровой турбины к регулированию мощности. Для практической реализации воздействия на регулирующие клапаны паровая турбина должна быть оснащена электронно-гидравлической системой регулирования.
3. Для выполнения требований общего первичного регулирования, как показали расчеты, при существующих ограничениях на скорость изменения нагрузки газовых турбин (не более (2-3) % от $N_{НОМ}$ / мин) необходим запас на перемещение регулирующих клапанов паровой турбины примерно (15 ÷ 17) %. При этом прикрытие регулирующих клапанов приведет к уменьшению коэффициента полезного действия установки.
4. Увеличение скорости изменения нагрузки газовых турбин до (7-10) % от $N_{НОМ}$ / мин позволит выполнить требования общего первичного регулирования при запасе на перемещение регулирующих клапанов паровой турбины не более (6-8) %. Уменьшение коэффициента полезного действия в данном случае будет незначительным.

Список литературы

1. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17330282.29.240.002-2007
«Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России», Москва, 2007.
2. Обследование ТЭС Северо-Западного региона ЕЭС для определения возможности их привлечения к автоматическому регулированию частоты и мощности в ЕЭС РФ. Отчет ОАО «ВТИ» арх. № 07-04, Москва, 2007 г.

РЕЦЕНЗИЯ

НА ДОКЛАД ЗАО «ИНТЕРАВТОМАТИКА»: «УЧАСТИЕ ПГУ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ»

Доклад состоит из 5-ти разделов.

В разделе 1 «Введение» в краткой форме изложено основное содержание доклада.

В докладе на примере энергоблоков ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2, ПГУ-450Т ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго», ПГУ-325 Ивановской ГРЭС рассмотрены характеристики бинарных парогазовых установок утилизационного типа, определяющие возможность их использования в различных видах системного регулирования. Дан анализ существенных отличий ПГУ как объектов управления от обычных энергоблоков ТЭС и их влияния на такие свойства ПГУ, как диапазон регулирования мощности, статические и динамические характеристики при полном и неполном составе оборудования, технологические ограничения, связанные с особенностями газотурбинных установок и т.п.

Рассмотрены принципы построения системы управления мощностью энергоблока ПГУ в нормальных условиях, возможности достижения требуемых характеристик общего (ОПРЧ) и нормированного (НПРЧ) первичного регулирования частоты и автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности (АВРЧ) в энергосистеме.

Рассмотрены возможности использования ПГУ в противоаварийном управлении энергосистемы: возможные режимы противоаварийных разгрузок, как при неизменном составе оборудования, так и с отключением одной газовой и/или паровой турбины.

В разделе 2 доклада рассматриваются технологические особенности ПГУ, влияющие на её регулировочные возможности.

Рассмотрены факторы, влияющие на величину рабочего диапазона нагрузок ПГУ, режимы работы паровой турбины в составе ПГУ и связанное с ними распределение электрических и тепловых нагрузок, отмечена важная особенность ГТ – ограниченная скорость изменения мощности в пределах рабочего диапазона нагрузок.

1. Рабочий диапазон нагрузок ПГУ

В докладе приведены технологические факторы, ограничивающие верхний и нижний пределы допустимых нагрузок по условиям экономичности, экологичности и надёжности работы энергоблока ПГУ. К ним относятся:

- экономические факторы: «крутая зависимость экономичности ПГУ от температуры газов на входе в газовую турбину» требует строгого поддержания номинальной температуры газов в *рабочем диапазоне нагрузок ГТ*. Поскольку поддержание температуры обеспечивается

воздействием на ВНА компрессора, то «нижняя граница рабочего диапазона мощностей определяется моментом закрытия ВНА» (~60% номинальной мощности при расчетных внешних условиях).

- экологические факторы: на ГТ-160 при работе на газе - переход от диффузионного режима работы камеры сгорания к режиму предварительного смешивания, обеспечивающему эффективное подавление выбросов окислов азота, которой осуществляется несколько ниже (?) нагрузки закрытия ВНА;
- неблагоприятные регулировочные характеристики: на ГТЭ-110 переход от режима работы камеры сгорания на периферийном канале к режиму работы на центральном канале в диапазоне 20...50 МВт сопровождается скачком мощности, благодаря чему в интервале этих нагрузок невозможно линейное непрерывное изменение мощности.
- фактор надёжности работы оборудования: понижение температуры газов на выходе ГТ ведет к понижению температуры пара на входе в паровую турбину, что может привести к срабатыванию защиты по понижению температуры пара. После закрытия ВНА температуры газов на входе и выходе газовой турбины снижаются достаточно быстро, и дальнейшее уменьшение нагрузки ГТ грозит остановом блока.

Определение рабочего диапазона нагрузок (ДРН) энергоблока, участвующего в системном регулировании, весьма важно не только в плане его технических возможностей, но и в плане коммерческих отношений с органами ФСК. В докладе делается вывод: « верхняя и нижняя границы рабочего диапазона нагрузок для ПГУ таковы:

- нижняя граница нагрузок соответствует максимальной мощности энергоблока (полублока) при работе газовых турбин (одной или обеих) с закрытым ВНА».
- верхняя граница нагрузок определяется максимальной мощностью, которую может нести энергоблок при имеющихся погодных и технологических условиях».

Из определения неясно, что такое «максимальная мощность энергоблока при работе газовых турбин с закрытыми ВНА»? Для ГТ это мощность речь идёт об энергоблоке, то должно быть определено состояние паровой турбины на нижней и на верхней границах диапазона. Для достижения максимальной мощности в обоих случаях РК ВД и НД должны быть открыты полностью. Однако при работе с прикрытыми РК граница нижнего диапазона окажется выше фактической мощности.

По нашему мнению, рабочий диапазон нагрузок любого энергоблока должен определяться из условия его длительной работы при любой нагрузке в пределах этого диапазона с гарантированными изготовителем параметрами экономичности, экологичности и надёжности .

Для ПГУ логично было бы определять границы рабочего диапазона отдельно для ГТ, КУ и ПТ, и уже по их совокупности для энергоблока в целом. Например, в системе управления каждой ГТУ фирмы Сименс на

1
блоках ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ в крайних положениях ВНА предусмотрено «замораживание» сигналов частотного корректора и регулятора мощности на изменение мощности в том же направлении, что предопределяет величину ДРН блока в целом.

2. Большинство энергоблоков ПГУ на Российских электростанциях оснащены теплофикационными паровыми турбинами с дроссельным парораспределением, основным режимом работы которых является режим скользящего давления с полностью открытыми регулируемыми клапанами. По мнению авторов доклада «такой подход противоречит требованиям ПТЭ о необходимости участия в первичном регулировании частоты сети ...каждой турбины, для чего должен быть обеспечен определенный запас перемещения клапанов. Поэтому обычно предусматривается поддержание некоторого промежуточного положения клапанов с сохранением определенного запаса на регулирование. Такой режим поддерживается или напрямую – вводом регулятора заданного положения клапанов, или косвенно – регулятором давления пара «до себя» с постоянным или зависящим от нагрузки заданием».

Согласно п.6.3.4. ПТЭ «Общее первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов, реакторов АЭС и т.п.» При этом требуемые характеристики (статизм регулирования, зона нечувствительности по частоте) должны соответствовать указанным в ПТЭ «и обеспечиваться совокупностью всего энергетического оборудования и систем регулирования энергоблока, электростанции».

В п. 6.3.8. ПТЭ сказано «Использование системы автоматического управления и режимов работы, препятствующих изменению мощности при изменениях частоты (...регуляторы давления "до себя" на турбинах, режим скользящего давления при полностью открытых клапанах турбин,...), допускается только временно при неисправности основного оборудования или систем автоматического регулирования с разрешения технического руководителя энергосистемы по заявке органам диспетчерского управления.»

2
Получается, что при выполнении п.6.3.4. ПТЭ нарушается п.6.3.8. Это лишний раз свидетельствует о необходимости специального подхода к ПГУ, как участнику системного регулирования. По-видимому, требование по участию в первичном регулировании частоты (ПРЧ) следует относить к энергоблоку ПГУ в целом, а не к отдельно взятым газовым и паровой турбинам. При этом параметры статической характеристики энергоблока должны соответствовать его суммарной мощности.

3. При отсутствии повышенных требований к быстродействию, изменение нагрузки ПГУ, не связанное с участием в первичном регулировании частоты, следует производить воздействием только на газовые турбины, а паровая турбина принимает новую нагрузку с инерционностью котлов-утилизаторов.

4. В докладе рассмотрена взаимосвязь и распределение нагрузок между ГТ и ПТ энергоблока ПГУ в случае чисто конденсационного, теплофикационного или комбинированного режимов работы ПТ. Однако не рассмотрены возможности регулирования электрической и тепловой

нагрузки ПТ в зависимости от режима её работы и возникающие при этом технологические связи и ограничения.

5. В докладе отмечено, что «скорость изменения нагрузки газовых турбин ограничена жесткими температурными условиями и должна обеспечиваться синхронным изменением положения регулирующих клапанов ГТ и ВНА ее компрессора. Однако, ВНА компрессоров газовых турбин управляются, как правило, обычным сервомотором с постоянной скоростью перемещения. Поэтому для ГТ обычно предусмотрено ограничение скорости изменения нагрузки».

Низкая скорость регулирования нагрузки является одним из главных недостатков ГТУ, как участника регулирования системных параметров. Для связи с последующими разделами доклада здесь следовало привести фактические данные о допустимых скоростях по каналам регулирования частоты и мощности ГТУ и их влиянии на динамику регулирования мощности ПГУ в целом, а также данные по использованию ПТ для улучшения этой динамики.

Раздел 3 доклада: «Способы обеспечения возможности участия энергоблоков утилизационных ПГУ в первичном регулировании частоты сети» начинается с тезиса: который в силу своей универсальности в целом не вызывает возражений:

«В качестве основного в российской энергетике следует принять такой вариант участия рассматриваемых энергоблоков ПГУ в первичном регулировании частоты, при котором в нем участвуют все три турбины: две газовые и паровая».

Однако далее следуют противоречия. С одной стороны повторяется попытка выставить в качестве преимущества возможность выхода за пределы рабочего диапазона регулирования при снижении нагрузки. С другой стороны подтверждается, что для реализации этого варианта «наиболее правильным является обеспечение специального резерва первичного регулирования с целью сохранения высокой экономичности работы ПГУ-450Т во всем диапазоне первичного регулирования».

Рассмотренные далее два варианта использования ПГУ в первичном регулировании за рубежом справедливо признаны на данном этапе не перспективными.

А в результате предпочтение отдается разработанному ЗАО «Интеравтоматика» варианту САРЧМ, с общеблочным регулятором мощности, «под действием которого начальный недобор нагрузки паровой турбины незамедлительно компенсируется дополнительным нагружением газовых турбин».

Следует заметить, что в 2005 г. аналогичная схема САРЧМ была разработана ВТИ и Фирмой ОРГРЭС для блока №1 ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ. Один из вариантов этой схемы был реализован и прошёл испытания на действующем блоке ст.№1 по программе, включающей основные опыты Стандарта. В настоящее время эта схема эксплуатируется на

блоке в режиме ОПРЧ без частотного корректора на общешлюсном регуляторе мощности.

Представленная на Рис.2 доклада Структурная схема регулятора мощности блока весьма приближенно отражает действительную структуру САРЧМ ПГУ. На ней не показаны технологические ограничения, схема выравнивания мощностей ГТ. Сигнал по частоте на ПТ почему-то подаётся от имитатора частоты. Сигналы от регуляторов частоты вращения ГТ подаются напрямую на РК ГТ, без учёта многократно отмеченной в докладе необходимости ограничения скорости их перемещения, а скорость задания от блочного регулятора мощности ограничивается ОТЗ.

Согласно графикам испытаний энергоблока ПГУ Калининградской ТЭЦ-2, представленных на Рис.3, готовность блока к участию в ОПРЧ по скорости изменения мощности в первые 10-15 сек после возмущения согласно требованиям Стандарта РАО «ЕЭС России» «Регулирование частоты и потоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России» не подтверждается. Требуемая величина изменения мощности 50-60% от возмущения достигается только через 20-25 сек. При этом, однако, полное время переходного процесса с выходом мощности на требуемую величину составляет всего ~45 сек вместо 5 мин по Стандарту для блоков ГМ. По нашему мнению это гораздо важнее, чем задержка на 5 сек в начальной части. Поэтому считаем, что при таких показателях переходного процесса ПГУ могут быть признаны готовыми к участию в ОПРЧ. С выводом о невыполнении ПГУ-450 отдельных требований НПРЧ можно согласиться.

Раздел 4 «Способы регулирования теплофикационной нагрузки ПГУ» содержит описание системы автоматического регулирования температуры сетевой воды для различных типов теплофикационных установок при разных режимах работы паровой турбины (теплофикационный, смешанный, конденсационный). Приведены схема регулирования четырёхступенчатой ТФУ, графики переходных процессов параметров ТФУ, мощности ПТ и ГТ при плановом снижении электрической нагрузки блока ПГУ-450 ст.№3 ТЭЦ-27 с 440 до 300 МВт в смешанном режиме работы ПТ.

Совместная работа систем управления электрической и тепловой нагрузкой ПГУ с теплофикационными установками в различных режимах мало изучены из-за ограниченного времени эксплуатации. Соответствующие оценки могут быть даны после проведения необходимых экспериментально-наладочных работ и накопления эксплуатационного опыта.

В разделе 5 «Характеристики ПГУ с позиции ее участия в противоаварийном управлении в энергосистеме» рассмотрены теоретически возможные варианты разгрузок ПГУ при действии противоаварийной автоматики. Приведены 16 вариантов разгрузок глубиной до нагрузок от 67 до 3.3 МВт с сохранением полного состава генерирующего оборудования, с отключением одной турбины (паровой или газовой), либо обеих вместе.

В отечественной практике это едва ли не первая попытка анализа возможностей использования бинарных ПГУ утилизационного типа с теплофикационными турбинами в противоаварийном управлении, которая уже только поэтому заслуживает одобрения. Но и сами результаты проведенного анализа представляют интерес и могут служить отправной точкой в работах этого направления.

При этом, однако, следует заметить, что рассматривались в основном факторы, способствующие выполнению поставленной задачи с учётом некоторых очевидных ограничений (защита по температуре пара на ПТ, скорость изменения нагрузки ГТ и т.п.).

Между тем, практика освоения режимов аварийных разгрузок тепловых блоков показывает, что основные трудности связаны с организацией переходных процессов в различных агрегатах энергоблока, имеющих существенно различные динамические характеристики. Кроме ГТ и ПТ, в составе ПГУ к таким агрегатам следует отнести: котлы-утилизаторы с барабанами ВД и НД, уровень воды в которых ограничен защитами и весьма чувствителен к изменениям как температуры газа на входе в КУ, так расходов и давлений пара на выходе из него; весьма сложную конденсатно-деаэрационную систему, непосредственно связанную с котлом-утилизатором и имеющую свои защиты; пуско-сбросные устройства (БРОУ, БРУ), которые должны обладать высоким быстродействием, и др.

Учитывая вышесказанное, включение ПГУ в сферу действия системной противоаварийной автоматики представляется технически и организационно достаточно сложной задачей, решение которой потребует проведения большого количества экспериментально-наладочных работ со сбросами нагрузки, а результат может оказаться весьма скромным. Поэтому для начала следует провести исследования на математических моделях.

ВЫВОДЫ

1. Доклад содержит анализ практически всех основных аспектов использования энергоблоков ПГУ бинарного типа с котлами-утилизаторами в системном регулировании. В нём содержится информация, отражающая как опыт разработки и внедрения систем автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков ПГУ, предназначенных для участия в ОПРЧ и в НПРЧ, так и аналитические исследования по использованию ПГУ в противоаварийной автоматике.

2. Новизна темы и отсутствие подкреплённых практикой устоявшихся положений неизбежно приводит к разнице подходов к решению поставленных задач. В данном случае это вопрос о целесообразном использовании энергоблоков ПГУ различных типов в том или ином виде системного регулирования. В докладе приведены максимальные возможности использования ПГУ в системном регулировании и при этом

практически не рассмотрены отрицательные стороны, т.е. цена такого использования.

Изначально бинарные ПГУ утилизационного типа с теплофикационными паровыми турбинами проектировались как высокоэкономичные энергоустановки, предназначенные для работы в базовом режиме. Очевидно, что это основное свойство ПГУ не должно быть потеряно при их привлечении к системному регулированию ни за счет повышения быстродействия, ни за счёт расширения диапазона рабочих нагрузок.

3. Предложение авторов доклада о создании специального документа, определяющего нормы участия ПГУ в НПРЧ и АВРЧ является правильным. Однако имеющийся опыт освоения и эксплуатации ПГУ в ЕЭС России для разработки полноценного документа недостаточен. Учитывая активное внедрение ПГУ в Российскую энергетику, уже сегодня следует начинать научно-исследовательские и экспериментальные работы по изучению маневренных характеристик различных типов ПГУ и определению их роли в системном регулировании.

4. Приведенные в рецензии замечания носят в основном полемический характер. В целом доклад содержит полезную информацию, отражает фактическое состояние дел с освоением систем регулирования частоты и мощности ПГУ в ЕЭС России и содержит предложения для будущих разработок.

Главный специалист
Филиала ОАО «ИЦ ЕЭС» –
«Фирма ОРГРЭС»

Л.Н. Касьянов

Приложение 5
к протоколу от
21.05.09

Отзыв на доклад ЗАО ИНТЕРАВТОМАТИКА

«Участие ПГУ в регулировании частоты и мощности в энергосистеме»

В докладе с учетом технологических особенностей энергоблоков ПГУ-450 и ПГУ-325 рассмотрены возможности достижения ими нормативных показателей участия в ОПРЧ и НПРЧ, а также участия в АВРЧ. На основе анализа режимов выбраны рабочие диапазоны нагрузок. Приведена разработанная ЗАО «Интеравтоматика» структурная схема системы регулирования мощности энергоблока ПГУ с коррекцией по частоте. Приведены результаты испытаний САРЧМ энергоблоков ПГУ-450 и ПГУ-325 при имитации отклонений частоты. Структура системы тщательно проработана, что подтверждено результатами испытаний.

Отдельный раздел доклада посвящен регулированию теплофикационной нагрузки. Рассмотрены различные режимы работы энергоблока с теплофикационной турбиной и технологические схемы подогрева сетевой воды. Приведена структурная схема АСР тепловой нагрузки энергоблока ПГУ-450 и графики изменения параметров при работе регулятора температуры сетевой воды во время разгрузки энергоблока. Необходимо отметить высокое качество поддержания температуры сетевой воды и синхронность изменения нагрузки газовых турбин.

В разделе 5 проанализированы возможности участия энергоблоков ПГУ в противоаварийных разгрузках. Рассмотрен целый ряд вариантов разгрузки энергоблока от 33% до 97% номинальной мощности.

В целом в докладе вопросы участия энергоблоков ПГУ в выполнении требований энергосистемы и теплосети рассмотрены достаточно разносторонне и доказательно.

По докладу имеется ряд замечаний.

1. Предлагаемое решение по компенсации первоначального недобора мощности паровой турбиной за счет дополнительного нагружения газовых турбин требует

дополнительного резерва их производительности, а значит и дополнительного резерва производительности паровой турбины. В целом это означает необходимость постоянной работы энергоблока при пониженной нагрузке. Для ПГУ, как наиболее экономичных энергоблоков, это весьма нежелательно.

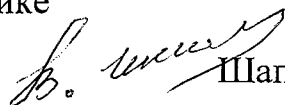
2. Не рассмотрен способ регулирования электрической мощности генератора паровой турбины путем перемещения поворотной диафрагмы с перераспределением потоков пара между сетевыми подогревателями и последними ступенями турбины. Этот способ не требует сохранения дополнительного резерва мощности энергоблока, а его применение в течение первых 2 минут переходного процесса регулирования частоты практически не скажется на точности выполнения графика тепловой нагрузки.

3. Предложение о создании специального документа, определяющего нормы участия энергоблоков ПГУ в НПРЧ и АВРЧ, неперспективно. Неизбежно увеличение доли выработки электроэнергии на ПГУ и АЭС со снижением выработки на традиционных энергоблоках. Предлагаемый документ придется постоянно корректировать в сторону увеличения требований к участию ПГУ в регулировании частоты. Перспективным путем сохранения доли мощностей, способных участвовать в регулировании частоты, является, на наш взгляд, привлечение ТЭЦ. В частности, это относится и к теплофикационным ПГУ. В этом направлении необходимы дополнительные исследования.

Отметим также, что в настоящее время в ОИВТ РАН разрабатываются и другие способы повышения эффективности участия ПГУ в регулировании частоты.

Начальник отдела АСУ ТП в тепловой энергетике

ЗАО НПК «Дельфин-Информатика»

 Шапиро В.И.

Присоединение 6
к протоколу
от 21.05.09

РЕЦЕНЗИЯ

НА ДОКЛАД ОАО «ВТИ»:

«УЧАСТИЕ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК В ОБЩЕМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ»

1. Содержание доклада.

Доклад состоит из Введения, трёх основных разделов и Выводов.

В разделе 1 приведена классификация и отмечены основные особенности парогазовых установок (ПГУ), действующих и проектируемых в ЕЭС России.

В разделе 2 рассмотрены некоторые проблемы, возникающие при привлечении ПГУ к участию в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в ЕЭС России, связанные с технологическими особенностями ПГУ как объекта регулирования мощности. Показано, что при принятых ограничениях скорости изменения задания (ОТЗ) регуляторам мощности ГТУ удовлетворить требованиям ОПРЧ по динамике без дополнительных воздействий на газовые и паровую турбины невозможно.

В этом же разделе рассмотрены факторы, определяющие выбор регулировочного диапазона нагрузок ПГУ. Приведены графики параметров, ограничивающих изменение мощности ПГУ (температуры газов после ГТ и пара ВД, выбросы NO_x, СО и др., КПД ГТУ, ПТ и ПГУ в целом). Приведены величины диапазонов регулирования для ПГУ-450Т в зависимости от режима работы.

В разделе 3 рассмотрена возможность выполнения энергоблоком ПГУ требований ОПРЧ по динамике изменения мощности в первые 15 сек после возмущения за счёт воздействия на регулирующие клапаны паровой турбины. По расчётам авторов для этого потребуется перемещение РК ПТ на ±15%, что также обеспечит выполнение требований ОПРЧ при нормальном режиме. При использовании повышенной скорости изменения мощности 30 МВт/мин, предусмотренной в ОТЗ САРЧМ ГТУ для аварийных случаев, величину перемещение РК ПТ можно уменьшить примерно до ±8%.

Однако требуемое воздействие на ПТ возможно только при её оснащении электронно-гидравлической системой регулирования.

В Выводах отмечено:

- для всех типов ПГУ может быть обеспечен диапазон регулирования мощности не менее 40-50% от номинальной;
- добиться выполнения требований ОПРЧ на ПГУ без привлечения ПТ практически невозможно;
- при существующих ограничениях скорости изменения мощности ГТУ (2-3%/мин от номинальной) требуемый запас на перемещение РК ПТ составляет 15-17%, что повлечёт снижение КПД ПГУ;
- увеличение скорости изменения мощности ГТУ до 7-8% /мин позволит уменьшить запас на перемещение РК ПТ до 8-10% и уменьшение КПД будет незначительным.

2. Анализ содержания доклада

По разделу 1: в приведенной классификации отсутствуют ПГУ с конденсационными паровыми турбинами, обладающие более высокими маневренными свойствами, чем ПГУ с теплофикационными ПТ. В свете рассматриваемой проблемы это было бы весьма важным, т.к. наблюдаемое в настоящее время активное внедрение теплофикационных ПГУ может негативно отразиться на маневренных характеристиках энергосистемы.

По разделу 2: в п.п.2.1 и 2.2. приведены расчётные данные о динамике изменения мощности ПГУ, на основании которых сделан вывод о невозможности выполнения требований ОПРЧ и, тем более НПРЧ, по быстродействию в первые 10 -15 сек после возмущения при воздействии только на ГТУ. Этот вывод подтверждается экспериментальными данными, хотя и при гораздо меньших расхождениях контрольных величин.

В п.2.3. приведены аргументированные данные по величинам регулировочного диапазона мощности ПГУ, которые могут быть рекомендованы для использования при проектировании, наладке и эксплуатации ПГУ.

Предлагаемые в разделах 3 и Выводы мероприятия по обеспечению выполнения ПГУ требований ОПРЧ [увеличение скорости изменения мощности ГТУ с 2,5-3%/мин (11-12 МВт/мин) до 7-8%/мин (31-36 МВт/мин) и работа ПТ с прикрытыми клапанами на 8-10%], представляются недостаточно обоснованными. Во-первых, для ГТЭ-160 скорость изменения мощности 30 МВт/мин рассматривается как аварийная. Во-вторых, закрытие клапанов должно обеспечивать необходимый запас по мощности, что неизбежно приведёт к постоянной работе ПТ с дополнительными потерями.

3. Выводы

3.1. Приведенные в докладе данные по выбору величин регулировочного диапазона для различных типов ПГУ могут быть рекомендованы для практического использования.

3.2. Предложения по обеспечению выполнения ПГУ требований ОПРЧ следует рассмотреть наряду с рекомендациями по данному вопросу других участников НТС.

3.3. Учитывая недостаток опыта и значительные расхождения в вопросах использования ПГУ в системном регулировании, считаем необходимым организовать рабочую группу из специалистов заинтересованных организаций для разработки программы отраслевых экспериментально-исследовательских работ в этом направлении.

Главный специалист
ОАО «ИЦ ЕЭС»-
«Фирма ОРГРЭС»



Л.Н. Касьянов

Отзыв по докладу ВТИ «Участие парогазовых установок в общем первичном регулировании частоты»

В докладе рассмотрены преимущественно вопросы первичного регулирования энергоблоков ПГУ-450Т, турбинное оборудование которых в настоящее время выпускает ЛМЗ по лицензии концерна Siemens. Кроме того, кратко рассмотрены ПГУ-420 разработки и изготовления концерна Siemens, а также ПГУ-39.

Показано, что ПГУ-450Т и ПГУ-420 не отвечают нормативным требованиям к ОПРЧ и НПРЧ в первые 30 с переходного процесса после нанесения возмущения. При этом худшую динамику имеет ПГУ-420, которая отличается наиболее высоким КПД (58%) и предназначена преимущественно для несения базовой нагрузки.

В докладе предложены два способа достижения нормативных показателей участия указанных энергоблоков в первичном регулировании частоты.

Первый способ предусматривает работу паровой турбины с прикрытием регулирующих клапанов на 15 – 17%.

По второму способу предлагается прикрытия регулирующих клапанов паровой турбины только на 7% и увеличение скорости изменения нагрузки газовых турбин с 2 – 3% /мин до 7 – 10 % /мин.

Необходимо отметить, что оба способа имеют существенные недостатки.

Применение первого способа приведет к **постоянной работе** паровой турбины **с пониженным КПД** и, как следствие, **с пониженной мощностью**. И то и другое особенно нежелательно в связи с тем, что энергоблоков ПГУ-450Т на сегодня являются самыми экономичными в России.

Применение второго способа приведет к снижению гарантийного срока службы энергоблоков.

К сожалению, в докладе не приведены количественные показатели снижения экономичности по первому способу и ресурса оборудования по второму способу.

В докладе отмечено, что при работе паровой турбины с регулирующими клапанами, прикрытыми на 7%, снижения экономичности не происходит. Возможно, этого диапазона достаточно для обеспечения требований к ОПРЧ и НПРЧ при малых отклонениях частоты, и только при более значительных отклонениях придется прибегать к увеличению скорости изменения нагрузки газовых турбин. В этом случае снижение ресурса оборудования может оказаться менее значительным. Представляется целесообразным рассмотреть такой вариант регулирования, проанализировав реальные графики изменения частоты в системе.

К сожалению, в докладе не рассмотрен способ регулирования мощности теплофикационного энергоблока путем воздействия на поворотную диафрагму (ПД) с временным перераспределением тепловой и электрической нагрузок. Поскольку ПД придется перемещать не более чем на 2 - 3 минуты, такое перераспределение практически не скажется на точности поддержания графика тепловой нагрузки ввиду большой инерционности теплосети.

Шапиро В.И.,
начальник отдела АСУ ТП
в тепловой энергетике
ЗАО НПК «Дельфин-Информатика»

