

УДК 621.3

Варианты повышения маневренности ПГУ на ГРЭС

Васильев И.А., Ярмош М.С.

Научные руководители – ассистент РАКЕВИЧ С.И., ст. препод. ПАВЛОВСКАЯ А.А.

ПГУ представляет из себя полностью функциональную установку, предназначенную для выработки электроэнергии как в базовом, так и в пиковом и полупиковом режимах, сопряженную с прочей существующей на электростанции инфраструктурой, а также с дополнительными сооружениями и коммуникациями, в той мере, в какой это необходимо в соответствии с технической документацией и технологическим процессом для обеспечения его эксплуатационной целостности и надежности.

В состав ПГУ входят следующие агрегаты:

- Газовая турбина
- Паровая турбина
- Генератор газовой турбины
- Генератор паровой турбины
- Трансформаторы блочные ГТУ и ПТУ
- Трансформатор с.н.
- Система выдачи мощности блока
- Котел-утилизатор
- Технологическое оборудование
- Конденсатор и система охлаждения
- Береговая насосная станция с подводящими и отводящими циркуляционными трубопроводами и водоподводящим каналом
- Электрооборудование
- Пункт подготовки газа с дожимной компрессорной станцией
- Автоматизированная система управления (АСУ ТП) и КИПиА.
- Вспомогательные оборудование и системы
- Здания и сооружения
- Лаборатория по контролю за ВХР
- Установка для проведения химических промывок
- Установка для нейтрализации и откачки производственных стоков
- Оборудование для коррекционной обработки
- Установка приема и откачки замасленных стоков
- Дымовая труба
- Система пожаротушения оборудования, зданий и сооружений, включая насосное оборудование, обеспечивающее пожаротушение всего ПГУ
- Система вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Система отопления
- Оборудование маслохозяйства обеспечивающие прием хранение и транспортировку масла к оборудованию
- Другое оборудование, необходимое для обеспечения функционирования энергоблока.

Режимом работы ПГУ является работа ПГУ в базовом, пиковом и полупиковом режимах, связанных с участием энергоблока в регулировании частоты сети в соответствии с общеевропейскими требованиями **в диапазоне от 25 % до 100 %**. Диапазон регулирования нагрузки энергоблока в автоматическом режиме должен быть **от 35 % до 100 % (без отключения паровой турбины)**. В диапазоне от 25 % до 35% в работе остается газовая турбина в автоматическом режиме, на время, регламентированное заводом-изготовителем.

Парогазовая установка должна обеспечивать возможность останова в резерв на нерабочие дни (24-55 часов) и на ночное время (6-8 часов) с техническими характеристиками последующих пусков в соответствии с графиком.

При этом предполагается, что время пусков, нагрузжений и разгрузок ПГУ соответствует

разрешенным условиям пусков, нагрузений и разгрузок всего технологического оборудования, входящего в состав ПГУ, а конструкция и материалы тепловой изоляции обеспечивают стабильность остывания высокотемпературных элементов оборудования и паропроводов в течение всего межремонтного периода.

Управление всем оборудованием ПГУ должно осуществляться с блочного щита управления.

Основным топливом для энергоблока ПГУ является природный газ. Резервное и аварийное топливо не предусматривается.

Газотурбинную установку предполагается эксплуатировать в составе ПГУ с нагрузками от максимального значения до разрешенного технического минимума, с отключениями только на время выполнения предусмотренных мероприятий по техническому обслуживанию.

Тепловая система ПГУ

Газотурбинная установка имеет технологическую связь с тепловой схемой паровой части энергоблока только по потоку отработавших (выхлопных) газов. Выработка пара котлом-утилизатором осуществляется за счёт тепла уходящих газов газотурбинного двигателя.

Тепловая схема паровой части состоит из паропроводов высокого давления (ВД), пара промежуточного перегрева (горячего и холодного) и низкого давления (НД). Пар ВД после пароперегревателя высокого давления котла-утилизатора по трубопроводу направляется к стопорному клапану (СК) цилиндра высокого давления (ЦВД) паровой турбины. На паропроводе холодного промперегрева (ХПП) после выхлопа ЦВД установлен обратный клапан, после которого осуществлено ответвление паропровода на РОУ собственных нужд для подачи пара на уплотнения низкого давления турбины.

Для байпасирования ЦВД используется БРОУ ВД, подключённая трубопроводом к паропроводу ХПП после врезки РОУ собственных нужд. После смешения с паром от пароперегревателя среднего давления пар ХПП по паропроводу направляется ко вторичному пароперегревателю высокого давления для промежуточного перегрева. Пар горячего промперегрева (ГПП) после трёх ступеней вторичного пароперегревателя высокого давления по трубопроводу направляется к СК цилиндра среднего давления (ЦСД). Для сброса пара ГПП перед ЦСД используется БРОУ СД, подключённая выходным трубопроводом к конденсатору турбины. Пар НД после пароперегревателя низкого давления котла утилизатора по трубопроводу направляется к СК цилиндра низкого давления (ЦНД). Для сброса пара НД перед ЦНД используется БРОУ НД, подключённая выходным трубопроводом к конденсатору турбины.

Для сбора дренажей паропроводов используются расширители дренажей высокого и низкого давлений паровой турбины, а также расширитель дренажей блока в которые направляются все дренажи блока. Трубопроводы слива и выпара расширителей дренажей заведены в конденсатор паровой турбины.

Подача питательной воды на котёл-утилизатор осуществляется двумя питательными насосами (ПЭН), один из которых рабочий, второй резервный, снабжённые гидромuftами для регулировки производительности. После подогревателя основного конденсата котла-утилизатора основной конденсат направляется по трубопроводу на входные патрубки питательных насосов котла-утилизатора. От трубопровода, подающего основной конденсат на патрубки насосов, осуществляется подача конденсата по трубопроводу к питательному узлу барабана НД. С промступени питательного насоса по трубопроводу осуществляется подача питательной воды на экономайзер среднего давления (СД) узел питания барабана СД. Трубопровод рециркуляции промступени соединён с трубопроводом основного конденсата перед подогревателем основного конденсата.

С напора питательного насоса по трубопроводу осуществляется подача питательной воды на экономайзер. Два трубопровода рециркуляции напора каждый соединены с трубопроводом основного конденсата перед подогревателем основного конденсата. На впрыск в БРОУ ВД подаётся питательная вода с напора ПЭНа, на впрыск в БРОУ СД и НД, РОУ собственных нужд - основной конденсат с напора конденсатных насосов. Основной

конденсат двумя конденсатными насосами (КЭН), один из которых рабочий, второй резервный, после конденсатора паровой турбины направляется через охладитель пара уплотнений на подогреватель основного конденсата котла-утилизатора. Кроме впрыска в БРОУ и РОУ конденсат подаётся на запираение клапана аварийного срыва вакуума в конденсаторе, в расширительный бак замкнутого контура охлаждения, на охладительные устройства, установку отсоса паровоздушной смеси из конденсатора с охладителем и сепаратором.

Слив из расширителей непрерывной и периодической продувок осуществляется в приямок периодической продувки, в который для расхолаживания подаётся циркуляционная вода. Из приямка периодической продувки насосами стоки направляются на очистку. Дренажи низких точек конденсата и технической воды собираются в дренажный приямок паровой турбины и затем дренажными насосами направляются в систему дождевой канализации. Для восполнения потерь цикла организован подвод химобессоленной воды в конденсатор паровой турбины.

Для обеспечения защиты внутренних поверхностей трубных систем и барабанов КУ от стояночной коррозии при их останове и выводе в текущий, средний или капитальный ремонт предусмотрена консервация азотом. Заполнение внутренних поверхностей нагрева химически инертным азотом с последующим поддержанием в котле его избыточного давления предотвращает доступ кислорода, что обеспечивает защиту котла от коррозии во время останова.

Регулировка

Регулировочный диапазон нагрузок ПГУ не является постоянной величиной и изменяется в зависимости от таких параметров, как температура, влажность, давление наружного воздуха, загрязненность компрессора и т.д. Наибольшее влияние на изменение мощности ГТУ и ПГУ в целом оказывает температура наружного воздуха (температуры на входе в компрессор). При понижении температуры воздуха перед компрессором номинальная мощность ГТУ растет и наоборот.

Основным ограничивающим фактором, определяющим нижний предел регулировочного диапазона, является снижение температуры уходящих газов за газовой турбиной и резкое увеличение удельного расхода топлива и концентрации вредных выбросов из-за увеличения химнедожога в камере сгорания после полного закрытия входного направляющего аппарата (ВНА) газовой турбины.

Способы снижения нагрузки ПГУ

1) снижение нагрузки ПГУ до техминимума при помощи БРОУ

Для снижения общей нагрузки ПГУ, как и для энергетических блоков, может использоваться ручной режим разгрузки паровой турбины со сбросом пара помимо турбины в конденсатор через БРОУ.

Основным сдерживающим фактором применения данного режима является наличие заводских ограничений по выходной температуре цилиндра высокого давления в режимах с малыми объемными пропусками пара, что может привести к перегреву элементов паровой турбины.

При условии сохранения допустимой температуры в «холодной» линии промежуточного промпрегрева (ХПП) разгрузка ПТ при помощи БРОУ возможна, но не до минимальных значений нагрузки, так как большое снижение приводит к дросселированию пара на регулирующих клапанах ПТ и захолаживанию металла цилиндров и не рекомендуется для постоянной эксплуатации.

2) снижение нагрузки на ПГУ за счет включения системы АОС ГТУ

Одним из возможных способом снижения нагрузки ПГУ является повышение температуры наружного воздуха на входе в компрессор ГТУ. Подогрев воздуха может производиться путем включения в работу штатной антиобледенительной системы ГТУ (АОС).

При работе данной системы будет также иметь место снижение нагрузки ГТУ за счет увеличения мощности потребляемой компрессором.

Такой подогрев воздуха можно использовать по мере необходимости круглогодично. Для этого необходимо определить режимы, в которых такой режим неприменим, так как при низких температурах наружного воздуха ($-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже) включение АОС может привести к попаданию в зону обледенения. В этом случае снижение нагрузки ПГУ может составить около 10-15 МВт.

3) снижение нагрузки на ПГУ за счет снижения вакуума в конденсаторе ПТ

Для снижения минимума электрической нагрузки блока ПГУ с сохранением практически неизменной нагрузки ГТУ и КУ и соответствующим снижением экономичности может быть также рассмотрен вариант ухудшения вакуума в конденсаторе паровой турбины блока в пределах допустимых значений (допустимое абсолютное давление в конденсаторе не более 12 кПа).

Данный способ может быть рассмотрен как альтернатива или дополнение к обычной разгрузке ПГУ, при которой происходит расхолаживание ПТ и ухудшение экологических параметров, а также разгрузке с БРОУ.

Поддержание необходимого параметра (например температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор с коррекцией давления в конденсаторе) может осуществляться за счет регулирования частоты одного из циркуляционных насосов. Для этого электродвигатель выбранного циркуляционного насоса необходимо оснастить частотным преобразователем.

В данном случае будет иметь место снижение электрической нагрузки на собственные нужды.

Как вариант, возможно рассмотреть изменение производительности вакуумной установки, или другие варианты. По предварительной оценке, наиболее точная регулировка вакуума будет достигнута при установке частотного преобразователя на электродвигатель одного из циркуляционных насосов. Кроме того, такое мероприятие позволит в обычном режиме поддерживать оптимальный (экономичный) расход циркуляционной воды и вакуум в конденсаторе.

4) работу ПГУ по простому циклу (в работе только ГТУ)

На некоторых ПГУ существует возможность перехода с работы полным составом оборудования на работу только с ГТУ на отдельную дымовую трубу помимо котла-утилизатора, т.е. с отключением паровой турбины.

Такой режим позволяет снизить минимальную нагрузку ПГУ вплоть до минимального контрактного значения 25 % от номинального значения.

При использовании данного режима для прохождения ночных провалов нагрузки удельный расход топлива на отпуск электроэнергии и соответственно пережог топлива будет значительно превышать все возможные варианты разгрузки. Однако с технической точки зрения применение таких режимов на ПГУ возможно и при отсутствии других альтернатив в определенных случаях может быть рассмотрено к применению (например, при крайней необходимости разгрузки ПГУ и одновременного сохранения вращающего резерва в энергосистеме).

5) отключение ПГУ на часы ночных провалов нагрузки в энергосистеме (5-6 часов)

При варианте останова блока ПГУ на ночь с последующим его пуском будет происходить потеря экономичности отдельно взятой станции за счет невыработки электроэнергии. В рамках энергосистемы это позволит не снижать нагрузку более экономичных теплофикационных блоков. Однако маневренные характеристики ПГУ значительно превосходят теплофикационные блоки. Кроме всего прочего, пуско-остановочные режимы увеличивают эквивалентное число работы ГТУ, уменьшают ресурс и межремонтный интервал оборудования. Эквивалентное число работы ГТУ можно сохранить при переходе на работу ПГУ по простому циклу (только с ГТУ). Также необходимо учитывать необходимость сохранения определенного вращающегося резерва в энергосистеме. Однако с технической точки зрения применение таких режимов на ПГУ для прохождения ночных провалов нагрузки в энергосистеме возможно.