



## ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПГУ ПРИ РАБОТЕ В РЕЖИМАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ (НА ПРИМЕРЕ ПГУ-450)

Аракелян Э.К.

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

г. Москва, Россия

<https://orcid.org/0000-0003-2376-3441>

**Резюме:** *ЦЕЛЬ.* Статья посвящена анализу проблем, возникающих при эксплуатации теплофикационных ПГУ типа ПГУ-450 на пониженных нагрузках при участии их в регулировании электрических и тепловых нагрузок. Приведено описание основных ограничений регулировочного диапазона газовых турбин, и маневренных характеристик ПГУ, анализ некоторых существующих технических предложений расширения регулировочного диапазона. Показано что применение этих предложений, расширяя границы регулировочного диапазона в не больших величинах, не решают проблему в целом. Приведены описание и результаты исследований предлагаемых новых технических решений по расширению регулировочного диапазона и маневренных характеристик ПГУ - 450. **МЕТОДЫ.** При решении поставленных задач проведено анализ, сравнение и обобщение энергетических характеристик, моделирование режимов. **РЕЗУЛЬТАТЫ** Показано, что: применение способов перевода части ЦВД и ЦВД в целом паровой турбины Т-125/150 в малопаровой режим совместно с обводным парораспределением позволит расширить регулировочный диапазон до уровня, сопоставимого с регулировочным диапазоном конденсационных энергоблоков на газо-мазутном топливе; при останове ПГУ-450, работающую в конденсационном режиме и при работе ее в режиме ГТУ-ТЭЦ в периоды прохождения ночного провала электрической нагрузки перевод паровой турбины в МР значительно улучшает маневренные и надежность характеристики паровой турбины и ПГУ в целом. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** Применение способов перевода части ЦВД и ЦВД в целом и обводного парораспределения расширяют регулировочный диапазон ПГУ-450 соответственно на 7,8, 10,1 и 16,0 % от номинальной мощности; При работе ПГУ-450 в конденсационном режиме при останове ПГУ и при работе ее в режиме ГТУ-ТЭЦ в периоды прохождения ночного провала электрической нагрузки перевод паровой турбины в МР значительно улучшает маневренные и надежность характеристики паровой турбины путем сокращения длительности пуска и нагружения паровой турбины соответственно на 40 и 14,5 минут, сокращения пусковых потерь топлива, исключения при пуске колебания температур пара и металла паровпускных органов ЦВД и регулирующей ступени.

**Ключевые слова:** *повышение; маневренность; регулировочный диапазон; надежность; режимы регулирования; обводное парораспределение; моторный режим.*

**Благодарности:** *Исследования выполнены при поддержке Российского научного фонда , грант № 19-19-00601.*

**Для цитирования:** Аракелян Э.К. Пути повышения маневренных характеристик пгу при работе в режимах регулирования нагрузки (на примере ПГУ-450) // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРGETИКИ. 2023. Т.25. № 1. С. 58-73. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-1-58-73.

## WAYS TO INCREASE THE MANEUVERABILITY CHARACTERISTICS OF THE CCGT WHEN OPERATING IN LOAD CONTROL MODES (FOR EXAMPLE, CCGT-450)

EK. Arakelyan

National Research University «MPEI»

Moscow, Russia

<https://orcid.org/0000-0003-2376-3441>

**Abstract:** *THE PURPOSE* The article is devoted to the analysis of the problems that arise during the operation of heating CCGTs of the type CCGT-450 at reduced loads with their participation in the regulation of electrical and thermal loads. The description of the main limitations of the adjustment range of gas turbines, and the maneuverability characteristics of the CCGT, an analysis of some existing technical proposals for expanding the adjustment range is given. It is shown that the application of these proposals, expanding the boundaries of the adjustment range in small quantities, does not solve the problem as a whole. The description and research results of the proposed new technical solutions to expand the adjustment range and maneuverability characteristics of the CCGT - 450 are given. *METHODS.* When solving the tasks, the analysis, comparison and generalization of energy characteristics, modeling of modes were carried out. *RESULTS.* It is shown that: the use of methods for converting part of the central heating system and the central heating system as a whole of the T-125/150 steam turbine into a low-steam mode together with bypass steam distribution will expand the adjustment range to a level comparable to the adjustment range of condensing power units on gas-fuel oil; when shutting down the CCGT-450 operating in condensation mode and when operating it in the GTU-CHP mode during periods of night failure of the electrical load, the conversion of the steam turbine to motor mode significantly improves the maneuverability and reliability characteristics of the steam turbine and the CCGT as a whole. *conclusion.* The use of methods for transferring part of the central heating system and central heating system as a whole and bypass steam distribution expand the adjustment range of the CCGT-450, respectively, by 7.8, 10.1 and 16.0% of the rated power; When the CCGT-450 is operating in condensation mode when the CCGT is stopped and when it is operating in the GTU-CHP mode during periods of night failure of the electric load, the steam turbine is transferred the MR significantly improves the maneuverability and reliability characteristics of the steam turbine by reducing the duration of start-up and loading of the steam turbine by 40 and 14.5 minutes, respectively, reducing starting fuel losses, eliminating temperature fluctuations of steam and metal of the steam intake organs of the central pump and the control stage during start-up;

**Keywords:** raising; maneuverability; adjustment range; reliability; control modes; bypass steam distribution; motor mode.

The research was carried out with the support of the Russian Science Foundation, grant No. 19-19-00601.

**For citation:** Arakelyan EK. Ways to increase the maneuverability characteristics of the CCGT when operating in load control modes (for example CCGT-450). *Power engineering: research, equipment, technology.* 2023; 25 (1): 58-73. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-1-58-73.

#### **Введение (Introduction)**

В энергетике России исторически сложившая традиция проектирования высокоэффективных, но маломаневренных энергоблоков на органическом топливе привела к тому, что в настоящее время маневренные характеристики существующего основного оборудования тепловых электрических станций редко соответствуют переменному характеру графиков электрических нагрузок энергосистем. Это создает определенные сложности как в покрытии переменной части графиков энергопотребления, так и в прохождении ночных провалов и приводит к необходимости поиска технических решений для приспособления оборудования электростанций к работе в режимах, не предусмотренных при их проектировании. Казалось бы, преимущественный ввод за последние годы высокоэффективных парогазовых установок (ПГУ), расчетные КПД которых могут составлять 50-60% в конденсационном и 75-85 % в теплофикационном режимах, может поправить ситуацию, учитывая наличие в них высокоманевренных газовых турбин [1, 2]. Однако опыт эксплуатации и экспериментальные исследования показывают, что в условиях реальной эксплуатации маневренные характеристики ПГУ при работе их в режимах регулирования нагрузки не всегда соответствуют системным требованиям, а эффективность использования топлива весьма чувствительна к изменениям нагрузки энергоблока и температуры внешней среды. Определенные проблемы связаны с ограничениями регулировочного диапазона газовых турбин и ПГУ в целом [3-6]. Кроме того, известный факт, что увеличение времени работы ПГУ на пониженных и переменных нагрузках связан со значительным снижением, кроме экономической эффективности и надежности их работы (особенно газовых турбин), приводит к осторожному подходу к привлечению ПГУ к регулированию нагрузки энергосистемы. При прохождении провалов нагрузки путем полного останова всего оборудования или останова одной газовой турбины

с котлом утилизатором. Нельзя забывать и о том, что проектные ресурсные характеристики газовых турбин значительно меньше, чем у паровых турбин, в связи, с чем заводы изготовители газовых турбин ограничивают общее число остановов их в резерв [2, 4]. Вместе с тем в настоящее время участие электростанций в системных услугах является обязательным для всех типов электростанций, включая и ПГУ [7]. Такое участие приводит к тому, что работа генерирующего оборудования в переменной части графиков нагрузок оказывается выгодной для электростанций, так как системные услуги финансируются дополнительно, но при условии обеспечения соответствующих этим услугам требований по маневренности и надежности. Это так же служит мотивацией для электростанций в поиске способов повышения маневренных характеристик оборудования, в том числе и ПГУ.

В предлагаемой статье приводятся некоторые результаты исследований, проведенных на кафедре АСУТП НИУ «МЭИ» под научным руководством автора, направленные на поиски новых технических решений по расширению регулировочного диапазона и повышению маневренных характеристик ПГУ при участии их в регулировании графиков энергопотребления. В работе рассматриваются режимы работы ПГУ с полным составом оборудования. Отметим, что хотя исследования проводились применительно к энергоблоку ПГУ-450 и ПГУ-450Т, вместе тем указанные выше проблемы характерны практически для всех ПГУ аналогичного типа и рекомендуемые технические и режимные решения в той или иной степени пригодны и для них. Нужно сразу отметить, что режим работы ПГУ с неполным составом оборудования приводит к простою технологического оборудования, дополнительному пуску остановленных газовой турбины и котла-утилизатора при последующем увеличении нагрузки и, соответственно, к дополнительным потерям топлива. Кроме того, частые остановки газовой турбины и котла утилизатора негативно отражаются на надежности и долговечности их работы. В связи с этим возможности перехода на неполный состав с целью расширения регулировочного диапазона ПГУ требуют дополнительных исследований [6].

#### ***Литературный обзор (Literature Review)***

Проблемой исследования эффективности работы ПГУ в режимах регулирования нагрузки занимаются, прежде всего, отечественные ведущие организации - ОАО «ВТИ», ОАО «Фирма ОРГРЭС», НИУ «МЭИ», АО «НПЦ газотурбостроения «САЛЮТ», УГАТУ, ИГЭУ и др., а также зарубежными компаниями (*Siemens Aktiengesellschaft, Alstom, Mitsubishi Heavy Industries, General Electric* и др.). Основное направление этих исследований – повышение надежности и расширение регулировочного диапазона при участии ПГУ в регулировании общесистемных и станционных параметров, оценке влияния климатических факторов, разного рода технологических ограничений на эти показатели и др. [2, 5, 8].

Анализ результатов этих исследований показывает, что преобладающая часть их направлена на поиск новых технических решений для расширения регулировочного диапазона ПГУ и в значительно меньшей степени - на проблему улучшения показателей маневренности и экономичности в режимах пониженных нагрузок и резервирования мощности ПГУ при прохождении ночных провалов суточного графика нагрузок. Кроме того, значительная часть в указанных исследованиях рассматриваются только конденсационные ПГУ и конденсационный режим теплофикационных ПГУ. Обусловлено последнее обстоятельство тем, что работа теплофикационных ПГУ в режимах выработки тепла с высоким коэффициентом использования топлива (КИТ) экономически эффективна в режимах без разгрузки по электрической мощности, так как продажа электроэнергии на тепловом потреблении на рынке электроэнергии и мощности приносит максимальную прибыль. Другой особенностью указанных исследований заключается в том, что в них в основном рассматриваются находящиеся в эксплуатации энергоблоки и в значительно меньшей степени – новые, инновационные технологические, схемные и режимные решения, направленные на перспективу.

Вкратце рассмотрим основные проблемы, присущие ПГУ-450, упрощенная схема которой приведена на рисунке 1, при ее участии в регулировании переменных графиков энергопотребления, которые решены не на должном для современных условий уровне и требуют их дальнейшего исследования и решения [8-12].

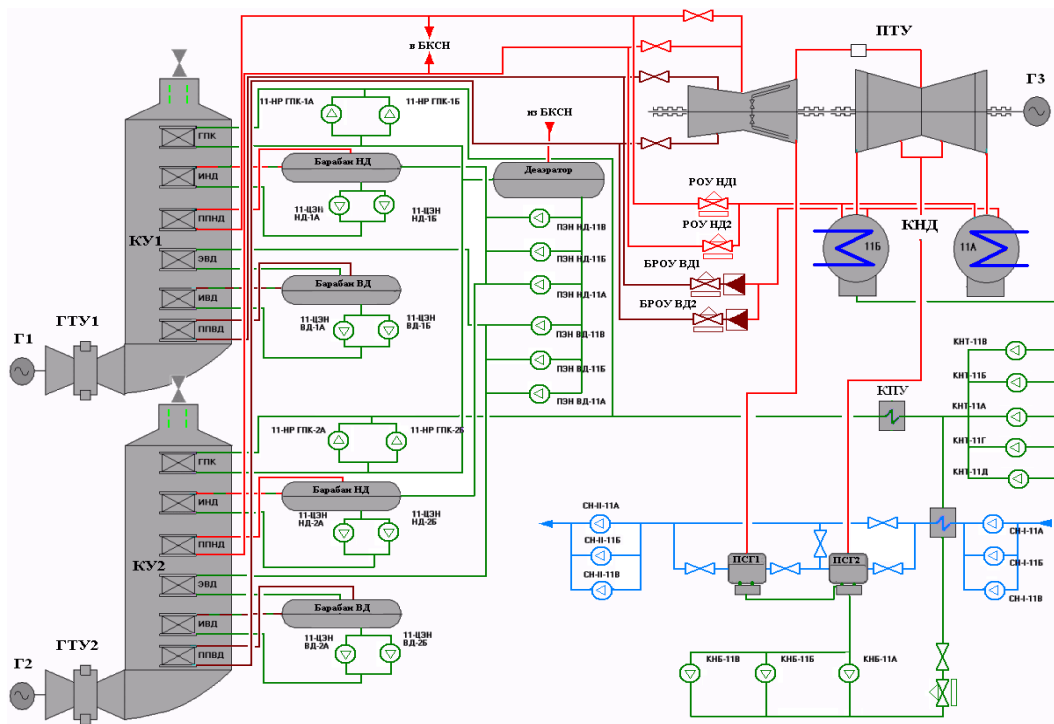


Рис. 1. Упрощенная схема энергоблока ПГУ-450 *Fig. 1. Simplified diagram of PSU-450 power unit*

**Ограниченный регулировочный диапазон**, связанный со следующими факторами:

- снижение надежности работы паровой турбины при температуре пара контура высокого давления ниже  $450-460^{\circ}\text{C}$  из-за увеличения сверх допустимой конечной влажности пара в зоне последних ступеней ЦНД и, как следствие, повышение опасности эрозионного износа рабочих лопаток,

- ухудшением экологических характеристик при понижении нагрузки газовых турбин ниже 85-90 МВт (56,7-60% от их номинальной мощности), обусловленного тем, что в камере сжигания ГТУ происходит технологический переход из режима предварительного смешения газового топлива и воздуха в диффузионный режим горения, приводящий к резкому росту концентрации оксидов азота, а ниже нагрузки 60-65 МВт — еще и к увеличению концентрации СО в дымовых газах,

- увеличением темпа снижения экономичности ПГУ при ее работе на пониженных нагрузках, обусловленное двумя факторами — снижением КПД газовых турбин по выработке электроэнергии из-за увеличения доли потребляемой компрессором мощности и КПД паровой турбины из-за снижения температуры пара высокого давления. Снижение температуры пара обусловлено тем, что при снижении нагрузки газовой турбины путем уменьшения расходов топлива и воздуха внешний направляющий аппарат (ВНА) компрессора газовой турбины при мощности 95 МВт прекращает регулирование количества поступающего в компрессор воздуха и при дальнейшем разгрузении, сжигание газа в камере сжигания происходит при постоянном расходе воздуха с повышенным коэффициентом его избытка, что и приводит к снижению температуры газов на выходе из газовой турбины,

- наличием разрыва в топливной энергетической характеристике в 12-25% от номинальной мощности ПГУ между мощностями нижней границы регулировочного диапазона при работе ПГУ с полным составом оборудования (2ГТ+2КУ+ПТ) и верхней границы при работе ее с неполным составом (1ГТ+1КУ+ПТ) (рис.2), в пределах которого эксплуатация энергоблока не рекомендуется как по критерию надежности, так и по экологическим показателям [8]. При работе ПГУ в теплофикационном режиме указанный диапазон значительно возрастает и при максимальной тепловой нагрузке составляет более 40% (рис.2) [12],

- наличием - зависимости мощностей верхней и нижней границ и регулировочного диапазона ПГУ от температуры наружного воздуха. Как видно из рисунка 3, где приведены графики зависимости регулировочного диапазона ПГУ-450 с учетом вышеприведенных ограничений, регулировочный диапазон ПГУ-450 при работе ее с полным составом оборудования находится в пределах 32-44 % от номинальной нагрузки, т.е. значительно

уступает аналогичному показателю конденсационных энергоблоков на газо-мазутном топливе (50-60% от номинальной).

Очевидно, что наличие ограничений по регулировочному диапазону ПГУ при необходимости их привлечения к регулированию графиков нагрузки и для прохождения ночных провалов, приводит к необходимости перевода ПГУ в режим работы с неполным составом оборудования, т.е. остановка одной газовой турбины с котлом-утилизатором. Последствия такого режима ПГУ - снижение ресурсных характеристик остановленной газовой турбины, потери топлива при обратном пуске и т.д. Еще сложнее проблема участия ПГУ в регулировании электрической нагрузки при работе ее по теплофикационному графику, так как в отопительный период прохождение ночных провалов по электропотреблению, как правило, совпадает с ростом объема теплотребления [8].

**Недостаточные маневренные показатели** паровой турбины и ПГУ в целом при прохождении провалов нагрузки с остановом ПГУ в целом или части ее оборудования. Проблема заключается в значительном отличии показателей маневренности газовых и паровой турбин между собой в режимах пуска из различных тепловых состояний. Так, после останова на 8-10 часов газовая турбина пускается за 15-20 мин., тогда как для пуска паровой турбины потребуется 45-60 мин. Это приводит к тому, что при останове ПГУ с целью резервирования мощности или при вынужденных и аварийных остановах общая длительность последующего пуска определяется в основном длительностью пусковых операций паровой турбины. Кроме того, разница во времени пусковых операций газовых турбин и котлов-утилизаторов и паровой турбины приводит к вынужденному сбросу части пара высокого давления в конденсатор, из-за не готовности паровой турбины к его потреблению, что приводит к значительным потерям топлива.

Такая же проблема характерна при работе теплофикационной ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ, когда весь вырабатываемый в котлах-утилизаторах пар сбрасывается в подогреватели сетевой воды помимо паровой турбины, которая останавливается на время работы ПГУ в указанном режиме. При этом длительность обратного перехода ПГУ с режима ГТУ-ТЭЦ в стандартный теплофикационный режим, как было указано выше, в основном определяется временем пуска паровой турбины [8, 9].

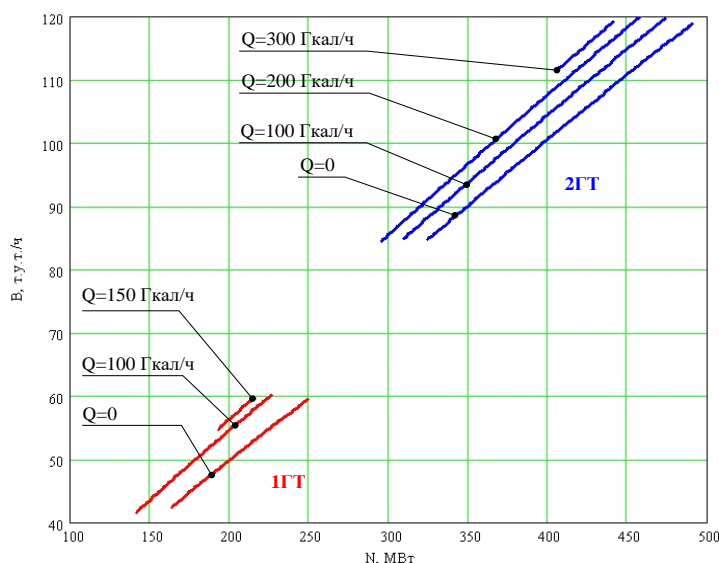


Рис. 2. Энергетические характеристики ПГУ-450Т от тепловой и электрической нагрузки Fig. 2. Energy characteristics of GGP-450T from thermal and electrical load

**Недостаточные маневренные показатели** паровой турбины и ПГУ в целом при прохождении провалов нагрузки с остановом ПГУ в целом или части ее оборудования.

Проблема заключается в значительном отличии показателей маневренности газовых и паровой турбин между собой в режимах пуска из различных тепловых состояний. Так, после останова на 8-10 часов газовая турбина пускается за 15-20 мин., тогда как для пуска паровой турбины потребуется 45-60 мин. Это приводит к тому, что при останове ПГУ с целью резервирования мощности или при вынужденных и аварийных остановах общая длительность последующего пуска определяется в основном длительностью пусковых операций паровой турбины. Кроме того, разница во времени пусковых операций газовых турбин и котлов-утилизаторов и паровой турбины приводит к вынужденному сбросу части

пара высокого давления в конденсатор, из-за не готовности паровой турбины к его потреблению, что приводит к значительным потерям топлива.

Такая же проблема характерна при работе теплофикационной ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ, когда весь вырабатываемый в котлах-утилизаторах пар сбрасывается в подогреватели сетевой воды помимо паровой турбины, которая останавливается на время работы ПГУ в указанном режиме. При этом длительность обратного перехода ПГУ с режима ГТУ-ТЭЦ в стандартный теплофикационный режим, как было указано выше, в основном определяется временем пуска паровой турбины [8, 9].

Ниже приводится краткий обзор и анализ некоторых технических предложений, направленных на решение указанных выше проблем:

1. Метод, предложенный ВТИ [2, 3], суть которого заключается во включении системы антиобледенения (САО) газовых турбин на низких нагрузках ПГУ во всем диапазоне температур наружного воздуха при условии поддержания температуры пара высокого давления выше величины  $440^{\circ}\text{C}$ . Это приводит к снижению температуры газов, поступающих в котел-утилизатор, вследствие затрат части тепла газов на прогрев наружного воздуха перед его подачей в компрессор, что применительно к ПГУ-450Т сопровождается снижением нагрузки каждой газовой турбины на 7-8 МВт, паровой турбины -2-3 МВт и ПГУ в целом - на 16-19 МВт (рис.3). Этот метод позволяет расширить регулировочный диапазон примерно на 4%, но при этом происходит снижение КПД газовой турбины на 1,4-1,6%, паровой турбины на 1,3-1,7% вследствие снижения температуры пара высокого давления. По ПГУ в целом снижение КПД составляет 4,0 – 5,0%. Известно, что завод изготовитель газовой турбины включение САО рекомендует только в интервале температур от  $+5$  до  $-5^{\circ}\text{C}$ , в связи с чем применение во всем диапазоне изменения температуры наружного воздуха несколько сомнительно.

2. Подогрев сжатого компрессором воздуха паром высокого давления, отбираемого перед паровой турбиной. Снижение мощности ПГУ при этом зависит от количества отбираемого пара, и в режиме паровой турбины с поддержанием давления «до себя». Для режимов, близких к номинальному, КПД ГТУ с учетом аэродинамических потерь можно повысить на (4,5-5,0)%, при этом уменьшается (вследствие применения регенерации) мощность паровой части ПГУ - на (1,5-2,0)%. В итоге происходит снижение на (3,0-3,5)% удельный расход топлива. Однако при снижении нагрузки ПГУ уменьшается температура и расход пара высокого давления, поэтому возможное расширение регулировочного диапазона составляет около 10МВт (2,22% от номинальной мощности) [13].

3. В [14] предложен способ поддержания заданной мощности газовых турбин (ГТ) при изменении температуры наружного воздуха путем изменения массового расхода воздуха, поступающего в компрессор ГТ и соответствующей подачи топлива в камеру сгорания. Способ регулирования расхода воздуха, подаваемого в камеру сжигания ГТУ посредством компрессора, путем изменения угла открытия ВНА компрессора, отличается тем, что измеряют поступающий в компрессор массовый расход воздуха, который стабилизируют на заданном уровне, а скорость изменения угла открытия ВНА ограничивают максимально допустимой скоростью нагружения ГТ. При этом для обеспечения эффективности утилизационной части блока тепловой поток уходящих дымовых газов за ГТ необходимо поддерживать предпочтительно на максимальном достижимом уровне путем коррекции расхода топлива в камеру сгорания ГТ. Значение уровня теплового потока определяется в зависимости от фактического массового расхода воздуха. Таким образом, предлагаемый способ позволяет исключить колебания мощности ПГУ при изменении температуры наружного воздуха.

4. Применение котла-утилизатора с дожиганием [11] состоит в следующем: ПГУ содержит газовую турбину и паровой котел, снабженный трактами подвода топлива и воздуха для обеспечения возможности работы в автономном режиме, и выхлопной тракт газовой турбины, подключенный к газовому тракту парового котла, в котором расположены парогенерирующие поверхности. Предлагаемым результатом этого изобретения является обеспечение оптимального режима эксплуатации при минимальной эмиссии оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ) в автономном и комбинированном режимах работы парового котла. Рассмотренное решение позволяет регулировать температуру пара высокого давления и мощность ПГУ в широких пределах. Однако для уже существующих ПГУ с обычным котлом-утилизатором это решение следует рассматривать, как проектное, так как оно требует внесения значительных изменений в конструкцию основного оборудования блока. В частности, необходимо дооснащение котла горелками, замена первых по ходу газов ГТУ поверхностей нагрева, так как помимо конвективного теплообмена появляется радиационный

теплообмен. Кроме того, в режиме комбинированной работы значительно усложняется процесс регулирования температуры пара и групповое управление паровым котлом и котлом-утилизатором.

5. В [15,16] для устранения проблем, указанных в п. 4, предлагается использовать схему регулирования температуры пара высокого давления после выхода его из КУ, в дополнительном котле небольшой тепловой мощности (ДК). Преимуществом такого решения является возможность получения необходимой температуры пара высокого давления без изменения его расхода, что не приведет к заметному увеличению мощности паровой турбины. Кроме того, при этом режим работы и параметры теплоносителей ГТУ и КУ остаются также без изменений. Для обеспечения возможности регулирования температуры пара высокого давления часть этого пара от КУ направляется в пароперегреватель дополнительного котла, а остальная часть – в обход пароперегревателя. Такое разделение потока пара, а также применение подогрева воздуха, необходимого для организации процессов горения топлива в камере сгорания ДК и обеспечения требуемого уровня температур дымовых газов на входе в пароперегреватель позволяют сократить размеры дополнительного котла. Наличие парового байпаса пароперегревателя позволит, совместно с изменением расхода топлива на ДК, применить схемы регулирования температуры пара высокого давления перед ПТ как изменением расхода топлива, так и использованием байпасного регулирования.

Применительно к ПГУ-450 максимальной эффективностью обладает режим ПГУ с базовой мощностью 220 МВт с подогревом пара высокого давления с 445 до 470 °С, при этом увеличение расхода топлива и снижение КПД ПГУ составляют соответственно 1,44 и 0,32%. При снижении мощности нижней границы регулировочного диапазона, например до 140 МВт эти указанные значения составляют соответственно 3,11 и 0,32%. Способ направлен на снятие ограничения по температуре пара высокого давления и расширения регулировочного диапазона, но вместе с тем не учитывается экологическое ограничение при работе ГТУ на пониженных нагрузках.

Обобщая результаты анализа приведенных способов, можно констатировать, что они направлены на расширение регулировочного диапазона в небольших пределах (п.п. 1, 2), либо на устранение одного из вышеперечисленных ограничений (п.п. 3-5).

#### **Материалы и методы (Materials and methods)**

Анализ вышеприведенных ограничений по регулировочному диапазону ПГУ показывает, что в основном они обусловлены режимами работы газовых турбин на пониженных нагрузках. С учетом этого факта основополагающая идея в разработке новых, перспективных способов расширения регулировочного диапазона ПГУ - перенесение тяжести регулирования на паровую турбину, которая более приспособлена к работе на пониженных нагрузках и к работе в режиме регулирования мощности.

Основным исходным условием предлагаемых способов расширения регулировочного диапазона ПГУ является обеспечение надежной работы всех основных ее элементов – газовых турбин, котла-утилизатора, паровой турбины, сетевых подогревателей, конденсатора и т.д. как в оперативном режиме, так и с точки зрения долгосрочной перспективы.

Для обеспечения этого условия предлагается следующая технология разгрузки ПГУ-450: ПГУ разгружается в соответствии с эксплуатационной инструкцией до допустимой нагрузки газовых турбин, например, по экологическому ограничению (назовем эту нагрузку «базовой»). Дальнейшее разгружение ПГУ по электрической нагрузке происходит при постоянной мощности газовых турбин только за счет снижения электрической мощности паровой турбины.

#### **Малопаровой режим ЦВД паровой турбины**

Для разгрузки паровой турбины предлагается перевести головной части ЦВД паровой турбины (от первой до 16-й ступеней, т.е. до точки подачи пара низкого давления) в малопаровой режим (МПР 1) (рис. 3). Под МПР условно понимается такой режим работы ступени или группы ступеней турбины, при котором в ступенях отсутствует положительный теплоперепад в движущемся вдоль проточной части потоке пара, который в этом случае подается специально для охлаждения ступеней (или он возникает вследствие протечки пара уплотнения) [17, 18]. Разогрев ступеней турбины обусловлен наличием при холостом вращении ступеней потерь тепла на трение и вентиляцию. Величина этих потерь, кроме расхода пара через ступень, геометрических характеристик рабочих и направляющих лопаток, напрямую зависит от давления охлаждающего пара, в связи, с чем при переводе в МПР головной части ЦВД в качестве охлаждающего пара используется пар низкого давления, который по схеме противотока движется от 16-й ступени ЦВД к 1-й ступени и



далее сбрасывается в ЦНД паровой турбины. Пар высокого давления, ранее поступавшего в головную часть ЦВД, сбрасывается частично (20,4кг/с) через специальный теплообменник в линию подачи пара низкого давления, частично (53,27кг/с) – в проточную часть ЦНД. Снижение мощности паровой турбины при этом происходит за счет отсутствия выработки активной мощности с 1-й по 16-й ступенях паровой турбины и с учетом потерь мощности на трение и вентиляцию в этих ступенях составляет около 30,37 МВт, т.е. мощность ПГУ составит 174,6МВт, а расширение регулировочного диапазона составляет 35,0 МВт (7,8,0% от номинальной мощности).

Выбор противоточной схемы охлаждения обусловлен двумя факторами:

- при прямоточной схеме подачи охлаждающего пара температурное состояние большинства ступеней ЦВД, работающих в малопаровом режиме, значительно выше допустимых значений. Обусловлено это тем, что при давлении пара низкого давления 0,534 МПа для протекания охлаждающего пара от 1-й ступени к 16-ой давление охлаждающего пара перед первой ступенью должно быть не менее 0,596 МПа, при этом потери мощности на трение и вентиляцию значительные, что и приводит к разогреву пара и металла:

- при такой схеме можно управлять температурным состоянием проточной части ЦВД, путем изменения расхода охлаждающего пара и давления пара за 1-й ступенью, для чего разработана соответствующая система автоматического контроля параметров (рис.3) и их регулирования.

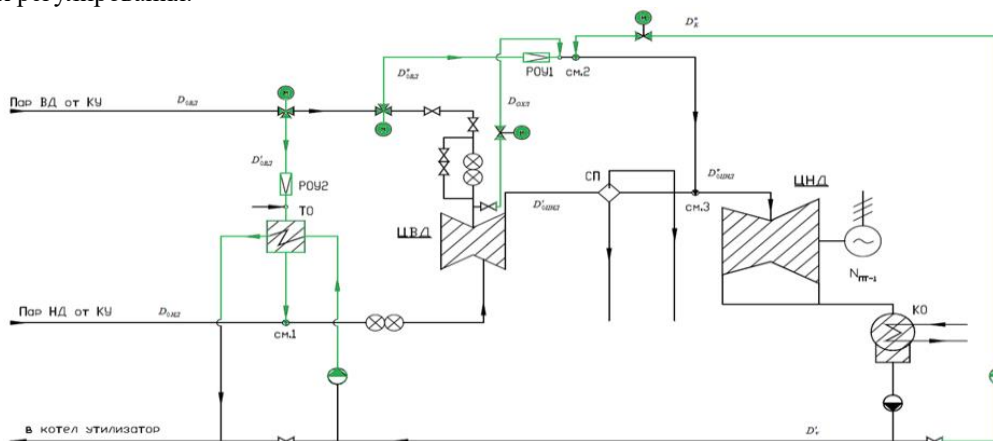


Рис. 3. Упрощенная схема работы паровой турбины в режимах регулирования мощности *Fig. 3. Simplified scheme of steam turbine operation in power control modes*

При необходимости дальнейшего разгрузки ПГУ в МПР можно перевести ЦВД целиком (МПР2), сбрасывая. Оба потока пара – высокого и низкого давлений в ЦНД паровой турбины, предварительно снижая их параметры до уровня, соответствующего параметрам пара на входе в ЦНД. Охлаждение проточной части ЦВД рекомендуется по схеме противоточного движения охлаждающего пара с параметрами пара на входе в ЦНД, который движется от 20-й ступени ЦВД к 1-й ступени и далее сбрасывается в конденсатор паровой турбины (рис.5). Мощность паровой турбины при этом снижается до 40 МВт, т.е. мощность ПГУ составит 164,6МВт, а расширение регулировочного диапазона составляет 45,4 МВт (10,1% от номинальной мощности).

**Применение обводного парораспределения паровой турбины** является одним из возможных способов расширения регулировочного диапазона ПГУ. При работе ПГУ-450 в конденсационном режиме данный способ с учетом конструктивной особенности паровой турбины Т-150 предлагается реализовать путем сброса части пара высокого давления в линию подачи пара низкого давления, предварительно снизив давление пара в РОУ и его температуру в пароводяном теплообменнике ТО до соответствующих параметров пара в паропроводе низкого давления (рис. 3) [19-21]. В качестве охладителя в пароводяном ТО используется основной конденсат с конденсатора турбины. Расход пара высокого давления, подаваемого в турбину по линии пара низкого давления, можно постепенно увеличить, пока общий расход пара низкого давления станет равным максимально допустимому расходу – 150т/ч (41,67кг/с). Остальная часть пара высокого давления подается по штатной схеме в ЦВД турбины. Такой способ дает небольшое изменение мощности паровой турбины – при допустимом максимальном сбросе пара в линию подачи пара низкого давления – около 5МВт (режим ОБ1).

При необходимости дальнейшего разгрузки паровой турбины можно задействовать линию сброса пара высокого давления в ЦНД, предварительно снизив



давление и температуру пара до необходимых параметров для пропуска его в ЦНД (рис. 3). Такой режим можно использовать до момента, когда расход пара высокого давления, подаваемого по штатной схеме в ЦВД, достигнет минимально допустимой величины – 50т/ч (13,89,кг/с). Такой способ может быть применен в пределах снижения мощности паровой турбины до 35-36МВт по отношению к «базовой» мощности паровой турбины, (режим ОБ2). Разновидностью этих способов является совместное их применение (режим ОБ3). На такую же величину расширяется регулировочный диапазон ПГУ.

Общим недостатком предлагаемых способов расширения регулировочного диапазона ПГУ-450 заключается в необходимости модернизации тепловой схемы паровой турбины.

Режим	Параметры								
	$D_0^{HD}$ кг/с	$D_0^{ЦНД}$ кг/с	$D_0^{ВД}$ кг/с	$N_{IT}$ МВт	$N_{ГТУ}$ МВт	$N_{ПГУ}$ МВт	$\Delta N_{PD}$ МВт	$\Delta b_{PD}$ г/кВт.ч	$\frac{d}{\Delta b_{PD}}$
ИС	-	-	63,67	85,6	124,4	210	-	-	-
МПР1	20,05	43,61	-	55,23	124,4	179,63	30,37	51,9	1,709
МПР2	-	63,67	-	40,0	124,4	164,4	45,6	84,7	2,235
ОБ1	20,05	-	43,62	80,7	124,4	205,1	5,0	7,334	1,47
ОБ 2	-	59,78	13,89	49,2	124,4	173,6	36,4	64,37	1,768
ОБ3	20,05	39,38	13,89	62,09	124,4	186,49	23,51	38,702	1,646
САО	-	-	63,67	83,6	110,4	194,0	16,0	25,3	1,581

Обозначения: ИС-исходное состояние при «базовой» мощности ПГУ;  $D_0^{HD}$  -пропуск пара высокого давления в линию подачи пара низкого давления;  $D_0^{ЦНД}$  -пропуск пара высокого давления в цилиндр низкого давления;  $D_0^{ВД}$  - пропуск пара высокого давления в ЦВД по штатной схеме;  $N_{IT}, N_{ГТУ}, N_{ПГУ}$  -мощности паровой турбины, газовых турбин и ПГУ;  $\Delta N_{PD}$  -расширение регулировочного диапазона ПГУ;  $\Delta b_{PD}$  -увеличение удельного расхода (УДР); ОБ1,ОБ2,ОБ3- режимы обводного парораспределения; САО- режим с включенным САО;  $\frac{d}{\Delta b_{PD}}$  - удельное увеличение УДР на 1МВт расширения регулировочного диапазона.

В таблице приведены результаты расчетов показателей паровой турбины Т-150 и ПГУ-450 в целом для указанных режимов работы паровой турбины по приведенной технологии разгрузки турбины. Там же приведены также соответствующие данные для режима с включенной САО (при температуре наружного воздуха 15<sup>0</sup>С). Как и следовало ожидать, расширение регулировочного диапазона ПГУ при работе ее в конденсационном режиме на базе предлагаемых способов приводит к потерям экономичности, но совместное использование способов обводного парораспределения обеспечивают снижение мощности ПГУ (нижнюю границу регулировочного диапазона) до 173,6 МВт (38,58% номинальной мощности), при этом регулировочный диапазон расширяется до 266,4 МВт (61,42% номинальной мощности), что соизмеримо с конденсационными энергоблоками на газовом топливе. Совмещение способов расширения регулировочного диапазон МПР2 и САО может снизить минимальную нагрузку ПГУ до уровня 148,4МВт (около 33% номинальной мощности). Таким образом, применение комбинаций МПР, обводного парораспределения и САО позволяет разгружать ПГУ-450 с полным составом оборудования во всем диапазоне нагрузок до перехода на режим работы с неполным составом оборудования, т.е. исключает разрыв в топливной энергетической характеристике энергоблока, что является положительным результатом для диспетчерских служб, как электростанции, так и энергосистемы.

Приведенные данные по снижению экономичности работы ПГУ-450 при использовании предлагаемых способов расширения ее регулировочного диапазона, в том числе повышение удельного расхода условного топлива на 1МВт расширения регулировочного диапазона ( $\frac{d}{\Delta b_{PD}}$ ) могут служить базой для выбора оптимального способа расширения регулировочного диапазона ПГУ-450 в зависимости от его требуемой величины.

При работе ПГУ-450 в теплофикационном режиме эффективность обводного парораспределения значительно выше, особенно при работе паровой турбины с закрытой диафрагмой ЦНД. Обусловлено это тем, что снижение электрической мощности паровой турбины при неизменных по отношению к «базовому» варианту расходов и параметров пара компенсируется соответствующим увеличением отпуска тепла теплофикационной установкой.

Технология применения обводного парораспределения при этом зависит от числа сетевых подогревателей - основных и пиковых. Ниже из нескольких вариантов распределения пара высокого и низкого давления между нижним и верхним сетевыми подогревателями, рассмотренных в [20], приводится краткое описание варианта, обеспечивающего максимальное разгрузку паровой турбины по электрической мощности:

1. Сброс части пара высокого давления в линию подачи пара низкого давления в паровую турбину в количестве ( $D''_{овд}$ ), с предварительным снижением давления пара до давления пара низкого давления и охлаждением его до температуры, отличающуюся от температуры пара низкого давления не более чем на  $50^\circ$ ;

2. Охлаждение пара высокого давления перед сбросом его в линию пара низкого давления производится в паро-водяном подогревателе (ОХ1), при этом в качестве охладителя используется основной конденсат перед его подачей в газовый подогреватель конденсата (ГПК) котла (можно использовать также обратную сетевую воду перед ее подачей в ПСГ 1).

3. Часть пара высокого давления в количестве  $D'_{овд}$  сбрасывается в ЦНД с предварительным дросселированием в ДК 3 и охлаждением в СМ 4 до давления и температуры пара на выходе из ЦСД. Для снижения температуры пара используется конденсат после конденсатного насоса. Количество сбрасываемого в ЦНД пара при закрытой диафрагме и мощность паровой турбины зависят от соотношения расходов пара на ПСГ-1 и ПСГ-2 (рис.4). Снижение мощности паровой турбины в этом варианте происходит за счет снижения мощности ЦВД, при этом, чем больше сброс, тем меньше мощность паровой турбины и очевидно, что максимальный сброс пара высокого давления в ЦНД при закрытой диафрагме ЦНД соответствует максимальному расходу пара на ПСГ 1 и минимальной мощности паровой турбины. Предельным режимом распределения пара высокого давления будет соответствовать минимально допустимому расходу пара через ЦВД - 50т/ч.

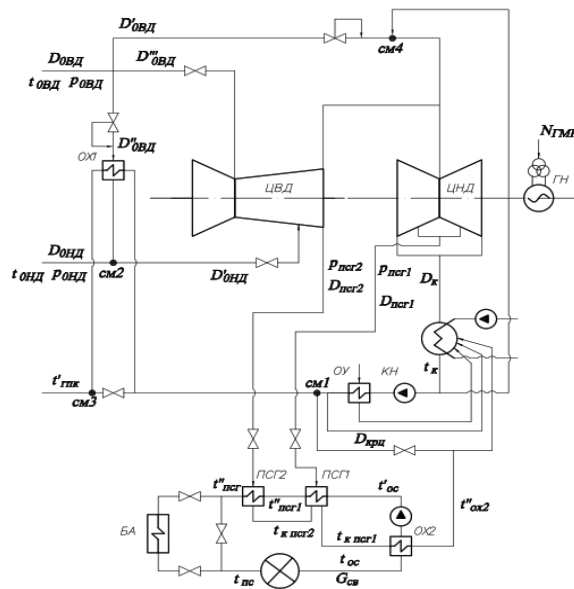


Рис. 4. Расчетная схема паровой турбины с обводным парораспределением

ОХ1 – охладитель пара высокого давления; ОХ2 – охладитель конденсата ПСГ; ПСГ1, ПСГ2 – сетевые подогреватели; ОУ – охладитель пара из уплотнений турбины; БА – бак аккумулятор горячей воды. (Буквенные обозначения в тексте)

Fig. 4. Design of steam turbine with bypass steam distribution ОХ1 - High Pressure Vapour Cooler; ОХ2 - PSG Condensate Cooler; ПСГ1, ПСГ2 - Network Heaters; ОУ - Vapour Cooler from Turbine Seals; БА - Tank Hot Water Accumulator. (Letter in text)

Обобщая результаты проведенных исследований, можно констатировать следующие общие положения:

1. Применение обводного парораспределения на паровой турбине при работе ПГУ-450 в теплофикационном режиме позволяет расширить регулировочный диапазон ПГУ по электрической мощности до 0,49 от номинальной мощности вместо 0,645 в «базисном» режиме, при этом выработка тепла по отношению к отпуску тепла в «базовом» режиме возрастает на 58-60 Гкал/ч;

2. Переход на обводное парораспределение незначительно влияет на обобщенный коэффициент использования теплоты (КИТ) топлива (по отношению к «базовому» режиму);

3. Варианты обводного парораспределения, помимо мощности ПГУ и величин выработанного тепла, отличаются между собой также затратами, необходимыми на модернизацию тепловой схемы теплофикации, в связи с чем для выбора оптимального варианта необходимо проведение технико-экономического расчета.

#### ***Разработка и исследование способов повышения маневренности ПГУ***

Как известно, понятие «маневренность» это комплекс технических показателей и означает способность оборудования выполнять переменный суточный график электрической нагрузки и включает, помимо регулировочного диапазона, следующие характеристики: мобильность – скорость изменения нагрузки в минуту (абсолютная или в процентах номинальной мощности); пусковые характеристики энергоблока – длительность пусков после простоев в резерве различной длительности; вероятность успешного пуска в соответствии с нормативными графиками пуска; пусковые потери топлива. При большей продолжительности пусковых операций неоправданно возрастают пусковые потери, снижается отпуск электроэнергии и затрудняется организация работы эксплуатационного персонала [21-24].

Недостаточная по современным системным требованиям маневренность ПГУ при ее работе в конденсационном режиме являются два фактора: длительность пусковых операций паровой турбины после ее останова и проблемы надежности газовых и паровой турбины при частых остановах.

Аналогичная проблема, как было показано выше, возникает так же при работе теплофикационной ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ. Необходимость такого режима возникает в ситуациях, когда по графику электрических нагрузок требуется разгрузить энергоблоки ТЭЦ, в тоже время по тепловому графику тепловая нагрузка остается на том же уровне или возрастает (например, при прохождении провалов графиков зимних суток). Длительность обратного перехода ПГУ с режима ГТУ-ТЭЦ в теплофикационный режим в основном определяется временем пуска паровой турбины. Не маловажным фактором является, кроме неизбежных потерь тепла и топлива на всех этапах пуска, наличие дополнительных потерь, связанных со сбросом пара из котла утилизатора в конденсатор из-за не готовности паровой турбины к приему пара

Для успешного решения указанных проблем, связанных с недостаточными показателями маневренности паровой турбины и ПГУ, предлагается использовать применяемый для традиционных паровых турбин беспаровой режим [21,24], суть которого заключается в прекращении подачи пара в турбину без отключения генератора от сети, который переходит в моторный (двигательный) режим с потреблением небольшой мощности от сети, достаточную на покрытие механических и электрических потерь в турбине и генераторе (1,0-1,5 % от номинальной мощности). Моторным называется аналогичный режим при дополнительной подаче в проточную часть небольшого количества охлаждающего пара. В конденсаторе в этих режимах поддерживается расчетное давление, при этом вся проточная часть оказывается под давлением, близкого к давлению в конденсаторе [21].

Одним из главных преимуществ МР по сравнению с останово-пусковыми режимами (ОПР) является значительное повышение долговечности элементов турбоустановки благодаря минимальной амплитуде термических напряжений в течение всего цикла изменения нагрузки. Уменьшение циклических температурных напряжений при использовании МР снимает ограничения по количеству выводов турбоустановки в резерв на периоды провалов суточных графиков нагрузки [24].

*При работе ПГУ-450 в конденсационном режиме МР может применяться при вынужденных и аварийных остановах ГТУ или ПГУ в целом на недлительное время или как способ резервирования ПГУ при прохождении провалов нагрузки. Для обеспечения длительной надежной работы паровой турбины в МР необходимо (рис.5) [21]:*

- подача свежего пара на передние концевые уплотнения –ДПУЦВД (с температурой 160-220 °С, расход-0,06 кг/с) и на впуск ЦВД-  $D_1$  (давление 0,1 МПа, температура 450 °С, расход 0,1- 0,30 кг/с);

- подача пара из коллектора уплотнений (температура 160-180 °С, расход – 0,396 кг/с) на задние концевые уплотнения ЦВД и на концевые уплотнения ЦНД -  $D_{KV}$

- подача охлаждающего пара на впуск ЦНД –  $D_2$  (давление 0,1 МПа, температура 100 °С, расход - от 0,3 до 3,33 кг/с в зависимости от давления в конденсаторе);

Описанная схема подачи пара в турбину при давлении в конденсаторе 0,004-0,005 МПа обеспечивает допустимое температурное состояние металла лопаток турбины во всей проточной части турбины при ее длительной работе МР.

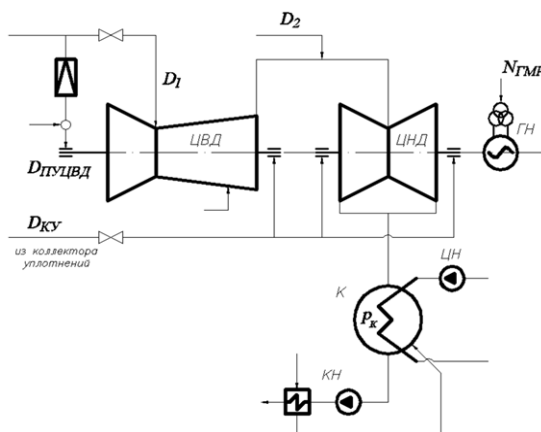


Рис. 5. Упрощенная схема работы паровой турбины Т-125/150 в моторном режиме (Обозначения в тексте)

Fig. 4. Simplified diagram of T-125/150 steam turbine operation in engine mode (Symbol in text)

При необходимости для стабилизации температурного состояния последних ступеней ЦНД (при давлении в конденсаторе выше 0,011 МПа) включается штатная система впрыска конденсата.

При рабочем давлении в конденсаторе 0,004-0,0045МПа мощность, забираемая генератором из сети, составляет 2,7-2,8 МВт.

При пуске паровой турбины из МР исключаются характерные для пусков турбины из горячего состояния после останова значительные (140-200 °С) и резкие (со скоростью 18-20 °С /мин.) изменения температур за регулирующей ступенью, по промежуточным и последним ступеням ЦВД, ЦСД и ЦНД. Более высокий уровень температур пара за регулирующей ступенью и меньшее расхолаживание ступеней ЦВД в зоне первых ступеней при пуске турбин после МР обусловлены отсутствием этапов разворота, набора оборотов, работы на холостом ходу, синхронизации и включения генератора в сеть с малыми расходом пара, а так же возможность регулирования температуры проточной части турбины путем варьирования параметров и расходов охлаждающего пара создают благоприятные условия для последующего быстрого набора нагрузки турбины путем подачи большого расхода пара с допустимой температурой пара. Так, по данным [23] набор нагрузки на паровой турбине может идти параллельно пуску и нагружению газовых турбин, при этом газовые турбины могут пускаться параллельно, что полностью исключает или максимально снижает пропуск пара в конденсатор через БРОУ. С учетом указанных особенностей длительность пуска ПГУ в целом составляет около 30 минут вместо 65-70 мин при пуске с остановленной паровой турбиной.

При работе ПГУ-450 в теплофикационном режиме переход в режим ГТУ-ТЭЦ мощность ПГУ снижается на величину мощности паровой турбины, а генерация тепловой мощности возрастает до величины суммарного количества тепла потоков пара высокого и низкого давлений за вычетом тепловых потерь в паропроводах, регулирующих органах и сетевых подогревателях.

Особенностью такого режима заключается в том, что теплофикационный энергоблок по генерации тепла и электроэнергии разделяется на две секции: по выработке электроэнергии — газовые турбины; по выработке тепла — котлы утилизаторы с подогревателями сетевой воды. Это означает, что в теплофикационном энергоблоке отсутствует выработка электроэнергии на тепловом потреблении, следовательно, по

сравнению с исходным режимом меняется распределение общего расхода топлива на выработку тепла и электроэнергии.

Технология перевода ПГУ-450 в режим ГТУ-ТЭЦ с переводом паровой турбины в МР следующий:

1. ПГУ разгружается в соответствии с эксплуатационной инструкцией до «базовой» электрической нагрузки, при которой наступают ограничения по газовым турбинам – 90-95МВт;

2. на теплофикационной установке устанавливаются соответствующие давления пара в отборах паровой турбины на ПСГ-1 и ПСГ- 2 в соответствии с тепловым графиком теплоснабжения при «базовой» нагрузке ПГУ с обеспечением необходимого количества тепла;

3. производится постепенное переключение ПСГ по пару в соответствии с инструкцией завода-изготовителя при переводе ПГУ в режим ГТУ-ТЭЦ;

4. после завершения перевода паровой турбины в режим ГТУ-ТЭЦ, паровая турбина переводится в МР в соответствие с тепловой схемой, приведенной выше.

Особенностью при этом заключается в следующем: так как газовые турбины и котлы-утилизаторы остаются в работе, пар на охлаждение проточной части паровой турбины отбирается из соответствующих паропроводов подачи пара (помимо паровой турбины) на сетевые подогреватели, в том числе: на передние уплотнения ЦВД - от паропровода пара высокого давления через РОУ; на паровпуск ЦВД - от паропровода высокого давления через байпасную линию ГПЗ; на ЦНД - от линии подачи пара высокого давления на ПСГ-1. Так как условия работы проточной части паровой турбины и конденсационной установки при этом не отличаются их работы при переводе паровой турбины в МР в конденсационном режиме ПГУ, давление в конденсаторе, как было показано выше, можно поддержать на уровне 0,004-0,006 МПа.

Особенность варианта с остановом паровой турбины заключается в том, что длительность пуска паровой турбины после останова на 6-10 часов при работающих газовых турбинах и котлов-утилизаторов составляет не менее 30 минут. Отличие нагружения паровой турбины при выходе из МР заключается в том, что тепловое состояние проточной части турбины таково, что допускается одновременная подача пара и высокого и низкого давлений, что ускоряет процесс нагружения паровой турбины и ПГУ в целом. Общая длительность выхода ПГУ на расчетную нагрузку по электроэнергии и тепла в этом варианте оценивается на уровне 15,5 мин, т.е. длительность перевода на номинальный режим сокращается на 14,5 мин.

Отличие нагружения паровой турбины при выходе из МР заключается в том, что тепловое состояние проточной части турбины таково, что допускается одновременная подача пара и высокого и низкого давлений, что ускоряет процесс нагружения паровой турбины и ПГУ в целом. Общая длительность выхода ПГУ на расчетную нагрузку по электроэнергии и тепла в этом варианте оценивается на уровне 15,5 мин, т.е. длительность перевода на номинальный режим сокращается на 14,5 мин.

Для оценки экономической целесообразности перевода паровой турбины в МР при работе ПГУ-450 в конденсационном режиме в [22] приводится методика и результаты сравнения между собой вариантов с остановом паровой турбины и с переводом ее в МР по величине прибыли станции за период прохождения провала нагрузки и последующего пуска и нагружения ПГУ до номинальной тепловой и электрической нагрузок. Аналогичные методика и результаты расчетов при работе ПГУ-450 в режиме ГТУ-ТЭЦ приведены в [23].

#### **Результаты (Results)**

1. Применение способа перевода части ЦВД и ЦВД в целом паровой турбины Т-125/150 в малопаровой режим позволяют расширить регулировочный диапазон ПГУ-450 соответственно на 7, 8 и 10,1 % от номинальной мощности;

2. Применение обводного парораспределения на паровой турбине при работе ПГУ-450 в теплофикационном режиме позволяет расширить регулировочный диапазон ПГУ по электрической мощности до 0,49 от номинальной мощности вместо 0, 645 в «базисном» режиме, при этом выработка тепла по отношению к отпуску тепла в «базовом» режиме возрастает на 58-60 Гкал/ч;

3. При работе ПГУ-450 в конденсационном режиме при останове ПГУ и при работе ее в режиме ГТУ-ТЭЦ в периоды прохождения ночного провала электрической нагрузки перевод паровой турбины в МР значительно улучшает маневренные и надежность характеристики паровой турбины путем сокращения длительности пуска и нагружения паровой турбины соответственно на 40 и 14,5 минут, сокращения пусковых потерь топлива,

исключения при пуске колебания температур пара и металла паровпускных органов ЦВД и регулирующей ступени;

4. При средней цене электроэнергии на рынке электроэнергии 1250 руб/МВт·ч и средней стоимости условного топлива 3222 руб/т.т в летнем и зимнем режимах резервирование мощности ПГУ-450, работающего в конденсационном режиме путем останова ГТ и КУ и перевода ПТ в МР целесообразно по принятому экономическому критерию время применения МР составляет соответственно 7,1 и 8,1 часа; при различных сочетаниях стоимости условного топлива и электроэнергии на рынке, тарифа на тепло длительность целесообразного времени перевода паровой турбины в МР при работе ПГУ-450 в режиме ГТУ-ТЭЦ колеблется в пределах от 10 до 18,0 часов.

#### **Заключение (Conclusions)**

1. Анализ существующих способов, повышения маневренных характеристик ПГУ показал, что они направлены на расширение регулировочного диапазона в небольших пределах, не достаточных для широкого применения ПГУ в регулировочных режимах.

2. Применение способов перевода части ЦВД и ЦВД в целом и обводного парораспределения позволят значительно расширить регулировочный диапазон ПГУ-450; При работе ПГУ-450 в конденсационном режиме при останове ПГУ и при работе ее в режиме ГТУ-ТЭЦ в периоды прохождения ночного провала электрической нагрузки перевод паровой турбины в МР значительно улучшает маневренные и надежность характеристики паровой турбины путем сокращения длительности пуска и нагружения паровой турбины.

#### **Литература**

1. Давыдов Н.И., Зорченко Н.В., Давыдов А.В., Радин Ю.А. Модельные исследования возможности участия ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России // Теплоэнергетика.- 2009.-№10. // М.- 2009.
2. Радин Ю.А., Давыдов А.В., Чугин А.В. Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок. Автореферат на соиск. уч. ст. докт. техн. наук.- Москва, 2013, 42с.
3. Радин Ю.А., Давыдов А.В., Чугин А.В. Определение допустимого регулировочного диапазона нагрузок энергоблока ПГУ 450Т при работе в конденсационном режиме. // Теплоэнергетика, 2004. № 5. С. 47 -52.
4. Давыдов А.В. Исследование переменных режимов бинарных ПГУ с целью повышения маневренности. Дисс. ... канд. техн. наук. М., 2009.-20с.
5. Arturo Losi., Giovanni Mtrcurio Casolino, Mario Russo Design choices for combined cycle units and profit-based unit commitment. November 2012 International Journal of Electrical Power & Energy Systems 42(1) p.:693-700.
6. Аракелян Э.К., Болонов В.О., Сахаров К.В. Выбор оптимальных режимов работы бинарных ПГУ на пониженных нагрузках // Новое в российской электроэнергетике. -2011.- №11.
7. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка// АО «Системный оператор Единой энергетической системы».- М.:2021, 184с.
- 8.. Аракелян Э.К., Ильин Е.Т., Роголев Н.Д. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. М.: Издательство МЭИ, 2021, 520с.
9. Аракелян Э.К. Оптимальное управление режимами ПГУ и ГТУ. М.: Издательство МЭИ, 2020. 56 с .
- 10.A.Baxter, M. Sauford, R. Smith, R.Sozepanski Analyses of Combinet Cycle Operating Patterus. // Probilistic Metods Applied to Power Systems .-October,2004.
11. Цанев С.В., Буров В.Д., Гончаренко Д.В., Вараксина Н.В. Определение нижней границы нагрузки парогазового теплофикационного энергоблока ПГУ-450Т// Энергосбережение и водоподготовка. 2008. № 6. С. 31-35.
12. Обуваев А.С. Разработка и исследование аналитической модели энергоблока ПГУ-450: Дис. ... канд. тех. наук. М.: НИУ МЭИ, 2011.
13. Патент. С12144619 Российская Федерация, МПК 7F01 K13/00. Парогазовая установка/ П.А.Березинец, Г.Г.Ольховский; АОО «ВТИ». №98108140/06; заявл.24.04.1998; опубл.20.01.2000, Бюл. №2.
14. Тверской Ю.С., Муравьев И.К. Совершенствование системы регулирования расхода воздуха в компрессор газотурбинных установок блоков ПГУ с учетом изменяющихся режимных и внешних климатических факторов // Автоматизация в промышленности. – 2016. – №8. – С.61-64.

15. Коршикова А.А. Выбор оптимальных параметров, схемы и режимов работы дубль-блочной ПГУ с целью максимального расширения регулировочного диапазона (применительно к ПГУ-450Т. Дисс. канд.техн.наук. М.:2014.-20с

16. Аракелян Э.К., Коршикова А.А., Хуршудян С.Р. Эффективность применения дополнительной камеры сгорания низкого давления для совершенствования режимов энергоблока ПГУ-450 на пониженных нагрузках// Вестник МЭИ.- 2013.-№3.

17. Сахаров В.К. Выбор оптимальных режимом энергоблоков ПГУ при участии их в регулировании мощности энергосистемы. Дисс. канд. техн. наук. М., 2013.-20с.

18. Аракелян Э.К., Сахаров К.В. Исследование температурного состояния ступеней ЦВД паровой турбины Т-125/150 ПГУ-450 при работе в малопаровом режиме // Новое в российской электроэнергетике. 2013.№1.

19. Аракелян Э.К., Хуршудян С.Р. Выбор оптимальных режимов газовых турбин ПГУ-450Т при пониженных нагрузках // Новое в российской электроэнергетике.- 2013.-№7.

20. Хуршудян С.Р. Оптимизация режимов ПГУ при участии ее в регулировании мощности и частоты в энергосистеме (на примере ПГУ-450). Дисс. канд.техн.наук. М.:2014.-20с.

21. Аракелян Э.К., Андрияшин К.А., Безделгин И.Ю. Исследование температурного состояния проточной части паровой турбины Т-125/150 при работе ее в беспаровом и моторном режимах // Электрические станции. 2015. № 6. с. 21-26.

22. E. K. Arakelyan, G.A. Pikina, A. V. Andryushin, S. V. Mezin, K. A. Andryushin, Pashchenko F.F. Features of steam turbine stages operation in low-flow modes when modeling hydrodynamic processes in the turbine in steamless and motor modes. The 11th International Conference on Ambient Systems, Networks and Technologies (ANT) April 6-9, 2020,

23. Arakelyan EK, Andryushina AV, Burtsev SYu. *Investigation of Technical and Economic Viability of the 450-MW CCGT Unit's Operation in the GTU Based CHP Mode Thermal Engineering*, (перевод с журнала "Теплоэнергетик") 2018, V. 65, No. 12, p.910-920..

24. Аракелян Э.К., Старшинов В.А. Повышение экономичности и маневренности оборудования тепловых электростанций // Москва, Издательство МЭИ, 1993 г.

#### Авторы публикации

**Аракелян Эдик Койрунович** – профессор кафедры «Автоматизированные системы управления тепловыми процессами», Национальный исследовательский университет «МЭИ».

#### References

1. Davydov NI, Zorchenko NV, Davydov AV, et al. Model studies of the possibility of participation of PSU in the regulation of the frequency and flow of power in the UES of Russia. *Heat Power*. 2009.

2. Radin YA. Research and improvement of maneuverability of steam-gas installations. Autoabstract on the sofa. *Uch. Art. Doc. Techn. Sciences*. Moscow, 2013, 42с.

3. Radin YuA, Davydov AV, Chugin AV. Determination of the permissible control range of the load of the GGP 450T power unit when operating in condensation mode. *Heat and power engineering*. 2004;5:47-52.

4. Davydov AV. *Study of variable modes of binary PSU to increase maneuverability*. Dis. ... Kand. techn. Sciences. M.,2009. 20s.

Arturo Losi, Giovanni Mtrcurio Casolino, Mario Russo. Design choices for combined cycle units and profit-based unit commitment November 2012. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 42(1)p:693-700.

6. Arakelyan EK, Bolonov VO, Sakharov KV. Selection of optimal modes of operation of binary PSU at reduced loads. *New in the Russian electric power industry*. 2011. 11.

7. Technical requirements for generating equipment of participants of the wholesale market. *JSC «System Operator of the Unified Power System»*. М.:2021, 184p.

8. Arakelyan EK, Ilyin ET, Rogalev ND. *Modes of work and operation of TES*. Textbook/ М.: Publishing House of IEI. 2021. 520p.

9. Arakelyan EK. Optimal management of the modes of PSU and GTU. *Training manual*. М.: MEI Publishing House, 2020. 56 p.

10. Baxter A, Sauford M, Smith R, et al. *Analyses of Combinet Cycle Operating Patterus*. Probilistic Metods Applied to Power Systems . October,2004.

11.Tsanev SV, Burov VD, Goncharenko DV, et al. Determination of the lower load limit of steam-gas heating unit PGU-450T. *Energy saving and water treatment*. 2008;6:31-35.



12. Shoenaev AS. *Development and Research of Analytical Model of PSU 450*: Dis. ... Kand. of Sciences. M.: NY MEI, 2011.
13. Patent. C12144619 Russian Federation, MPC 7F01 K13/00. Steam gas plant/, P.A.Berezinets, G.G.Oikhovskiy; JSC «VTI». - 98108140/06; declared.24.04.1998; Corrigendum.20.01.2000, Bul. 2.
14. Tverskaya YuS, Muravyov IK. Improvement of the air flow control system in the compressor of gas turbine units of PSU units taking into account the changing mode and external climatic factors. *Automation in industry*. 2016;8:61-64.
15. Korshikova AA. *Selection of optimal parameters, schemes and operating modes of the double-block GGP with the aim of maximal expansion of the control range (for GGG-450T)*. Disses. Technical Sciences. M.:2014. 20p.
16. Arakelyan EK, Korshikova AA, Khurshudyan SR. Effective application of additional low pressure combustion chamber to improve the mode of the PGU-450 power unit at reduced loads. *Bulletin MPE*. 2013. P.3.
17. Sakharov VK. *Selection of optimal mode of power units PSU with the participation of them in the regulation of the power system*. Dis. channel. techn. Sciences. M., 2013. -20s.
18. Arakelyan EK, Sakharov KV. Study of the temperature state of the stages of the KVD steam turbine T-125/150 PSU-450 when working in a low-steam mode. *New in the Russian power industry*. 2013. P.1.
19. Arakelyan EK, Khurshudyan SR. Choice of optimal modes of gas turbines PGU-450T under reduced loads. *New in the Russian electric power industry*. 2013. P.7.
20. Hurshudian SR. *Optimization of PGU modes with its participation in the regulation of power and frequency in the power system (on the example of PGU-450)*. Dis. kand.techn.. M.:2014. 20p.
21. Arakelyan EK, Andriushin KA, Bezelgin IY. Study of the temperature state of the flow part of the steam turbine T-125/150 when it operates in the unmanned and motor modes. *Electrical stations*. 2015;6:21-26.
22. Arakelyan EK., Pikina GA, Andryushin AV. *Features of turbine operation in low-flow hydroin the turbing*, PashchenkoF.F. Modelstages.

#### **Authors of the publication**

**Edik K. Arakelyan** - National Research University «MPEI» Moscow, Russia.

<b>Получено</b>	<b>11.01.2023г.</b>
<b>Отредактировано</b>	<b>25.01.2023г.</b>
<b>Принято</b>	<b>06.02.2023г.</b>