

DOI:

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕВОДА ЧАСТИ ЦВД ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ Т-125/150 ПГУ-450 В МОТОРНЫЙ РЕЖИМ¹

Аракелян Э.К., Мезин С.В., Косой А.А.

*Национальный исследовательский университет «МЭИ»,
Россия, г.Москва ул. Красноказарменная д.14*

Edik_arakelyan@inbox.ru, MezinSV@mpei.ru, KosoyAA@mpei.ru

Аннотация: Рассматривается технология разгрузки энергоблока ПГУ-450 путем фиксации нагрузки газовых турбин и котлов-утилизаторов на уровне ограничений по мощности газовых турбин и дальнейшее разгружение паровой турбины переводом части ее ЦВД или ЦВД полностью в моторный (малопаровой) режим. Приводятся особенности гидродинамических процессов отсеков ЦВД в моторном режиме и на этой базе - выбор оптимальной схемы охлаждения группы ступеней, работающих в малорасходном режиме. Рассматриваются прямоточные и противоточные схемы движения охлаждающего пара, их преимущества и недостатки, а также возможность управления температурным состоянием проточной части ЦВД. Показано, что рассматриваемый способ разгружения ПГУ позволяет расширить ее регулировочный диапазон при работе ПГУ как в конденсационном, так и в теплофикационном режимах. Дана оценка энергетической эффективности применения данного режима при прохождении провалов графиков энергопотребления.

Ключевые слова: регулировочный диапазон, расширение, паровая турбина, часть ЦВД, моторный режим, охлаждение, противоточная и прямоточная схемы, варианты, пар высокого давления.

Введение

При синтезе АСУТП тепловых электрических станций (ТЭС), в составе которых, помимо традиционных паротурбинных блоков, присутствуют паро-газовые установки (ПГУ), необходимо разрабатывать новые методики оптимального управления режимами работы оборудования и станции в целом с точки зрения минимизации затрат на топливо при покрытии заданных, и как правило переменных, графиков электрической и тепловой нагрузки. Обусловлено это необходимостью учета особенностей работы ПГУ на пониженных нагрузках и в режимах регулирования частоты и мощности. Необходимым условием при этом является выбор режимов работы оборудования самой ПГУ. Дело в том, что при работе ПГУ на пониженных нагрузках в пределах регулировочного диапазона (РД) электрической нагрузки ПГУ, как в теплофикационном, так и конденсационном режимах ее работы имеют место ограничения этого диапазона по газовой турбине, по котлу-утилизатору и паровой турбине. Кроме того, при пониженных нагрузках немаловажное значение при выборе оптимального режима играют, кроме экономического и экологического, также и фактор краткосрочной и долгосрочной надежности работы оборудования.

Под РД электрических нагрузок энергоблока ПГУ понимается диапазон нагрузок, который обеспечивается без изменения количества работающего основного оборудования. Регулировочный диапазон электрических нагрузок ПГУ-450 условно можно разбить на два поддиапазона – при работе двух ГТУ и при работе одной ГТУ. В обоих поддиапазонах регулировочные диапазоны нагрузок определяются допустимыми границами изменения параметров рабочих сред, вне которых эксплуатация оборудования не допускается. Отличительной особенностью ПГУ является то, что регулировочный диапазон электрической нагрузки – переменная величина, зависящая от температуры наружного воздуха и режима работы блока (конденсационный или теплофикационный).

1 Особенности работы ПГУ

Обобщая результаты ранее проведенных исследований [1-6], можно констатировать следующие особенности работы ПГУ (применительно к ПГУ-450) в пределах существующего регулировочного диапазона:

1. Наличие зависимости верхней (максимальной мощности) и нижней границ (минимально допустимой мощности) и РД ПГУ от температуры наружного воздуха. Эта особенность требует учета такой зависимости при прогнозировании участия ПГУ в регулировании графиков нагрузки как в суточном, так и при долгосрочном (месячном, годовом) интервалах времени.

2. Для ПГУ-450 при работе ее в конденсационном режиме РД составляет: 268 – 453МВт (для полублока 123 – 230 МВт), в теплофикационном режиме - 264 – 431 МВт (для полублока 129 – 215 МВт).

¹ Исследование проводится с поддержкой РФФИ, грант № 18-08-01090.

3. Нижняя граница регулировочного диапазона ПГУ-450 при полном составе оборудования находится на уровне 59-62 % от максимальной нагрузки, а величина РД составляет 35-40 %, что значительно уступает аналогичному показателю конденсационных энергоблоков на газо-мазутном топливе, для которых эти границы составляют соответственно 40-45% и 55-60%.

4. Наличие между нижней границей регулировочного диапазона при работе ПГУ с полным составом оборудования и верхней границей при работе ее с неполным составом разрыва на 10% от номинальной мощности ПГУ, в пределах которого эксплуатация энергоблока не допускается как по критерию надежности, так и по экологическим показателям.

Указанные особенности создают определенные затруднения как для эксплуатационного персонала, так и для диспетчерских служб, в связи с чем, важными являются исследования, направленные на поиск технологических решений по расширению регулировочного диапазона ПГУ с одновременным обеспечением надежности оборудования ПГУ при участии ПГУ в регулировании нагрузки.

Ранее проведенные исследования, в том числе с участием авторов, показали, что возможным решением проблемы расширения регулировочного диапазона ПГУ в режимах полного останова всего оборудования в конденсационном режиме и в режиме ГТУ-ТЭЦ в теплофикационном режиме является перевод паровой турбины в моторный режим [6, 7]. Предлагаемые технические решения обеспечивают надежную работы газовых турбин и котлов-утилизаторов на уровне около 60% от их номинальной мощности, а дальнейшее разгружение обеспечивается резервированием всей мощности паровой турбины. При этом при обратном пуске и нагружении паровой турбины преимущества моторного режима в части возможности управления температурным состоянием проточной части турбины с обеспечением необходимой температуры паровпускных органов турбины перед пуском, готовность генератора и вспомогательного оборудования к несению нагрузки позволяют сократить длительность выхода на полную нагрузку со скоростью, равной скорости нагружения газовых турбин.

Вместе с тем, в условиях эксплуатации не редки случаи, когда требуется не резервирование мощности паровой турбины, а регулирование ее мощности в определенных расширенных границах регулировочного диапазона. Для таких случаев нами предлагается промежуточное между исходным состоянием и переводом паровой турбины в моторный режим техническое решение – перевод в малопаровой (моторный) режим не паровой турбины в целом, а только ее части, а именно части ЦВД или ЦВД в целом. В первом случае в малопаровом режиме находятся ступени турбины с 1-й по 16-ю, а в работе остаются остальные ступени ЦВД и ступени ЦНД, а во втором варианте в малопаровом режиме находятся все ступени ЦВД, а в работе ступени ЦНД. Название «моторный» режим сугубо условное, исходя из того, что для указанных ступеней при их холостом вращении активная часть турбины выполняет роль мотора. Особенность этих режимов заключается в том, что те части ЦВД, которые работают в моторном режиме, находятся под давлением в конденсаторе, а наличие неизбежных потерь мощности на трение и вентиляцию при холостом вращении приводят к разогреву рабочих и направляющих лопаток. Проведенные в [8-10] исследования температурного состояния лопаток той части ЦВД, которая работает в малопаровом режиме, показали принципиальную возможность длительной их работы в этом режиме при условии охлаждения этих ступеней с подачей по определенной схеме охлаждающего пара, а так же при выполнении ряда дополнительных изменений в технологической схеме паровой турбины и на энергоблоке. Это требует проведения исследований, направленных на:

- создание условий для надежной работы передних концевых уплотнений ЦВД;
- создание условий, при которых в течение длительного времени температура элементов ЦВД оставалось бы постоянной и не превышала их допустимые значения;
- разработку тепловой схемы осуществления моторного режима ЦВД в части использования пара высокого давления, поступающего из котлов-утилизаторов;
- разработку рациональной технологии перевода ЦВД в моторный режим и обратно – в режим активной нагрузки;
- определение технико-экономических показателей моторного режима и экономической целесообразности ее реализации.

В настоящем докладе приводятся результаты исследований, направленных на решение части указанных проблем применительно к энергоблоку ПГУ-450.

2 Результаты исследований

Рассмотрим проблемы надежной работы передних концевых уплотнений паровой турбины и предложим возможные схемы охлаждения рабочих лопаток, работающих в моторном режиме в

варианте перевода в моторный режим только части ЦВД с учетом конструктивной особенности ЦВД паровой турбины Т-125/150 ПГУ-450. Особенность здесь заключается в том, что ЦВД паровой турбины выполнен двухпоточным, двухкорпусным с петлевой схемой течения пара.

При переводе части ЦВД (с 1-й по 16-ю ступень) рассматривались две возможные схемы охлаждения: прямоток с подачей охлаждающего пара через паровпускную часть ЦВД и смешение его с потоком пара низкого давления, поступающего в турбину за 16-й ступенью и противоточная схема движения пара низкого давления с 16-й ступени к 1-й ступени и отсосом его в конденсатор или в ЦНД. Проведенные расчеты на базе математической модели температурного состояния лопаток с учетом конструктивных особенностей паровой турбины, подтвердили целесообразность применения этой схемы. Обусловлено это тем, что в первом варианте для движения пара между 1-й и 16-й ступенью давление пара на входе должно быть выше давления пара низкого давления за 16-й ступенью на величину сопротивления группы ступеней с 1-й по 16-ю. При такой схеме неизбежные потери мощности на трение и вентиляцию значительны из-за высокой плотности охлаждающего пара, что приводит к разогреву рабочих и направляющих лопаток. Увеличение же расхода охлаждающего пара с целью снижения температуры металла приводит к переходу ступеней в режим выработки мощности, что нежелательно и не эффективно.

В заводской схеме пар на передние концевые уплотнения паровой турбины подается из общестанционного коллектора собственных нужд и отсасывается частично в охладитель пара уплотнений, частично – из камеры непосредственно перед ЦВД в линию отбора пара низкого давления из ЦНД, рабочее давление в которой находится на уровне 0,04 – 0,12 МПа.

При противоточной схеме подачи охлаждающего пара с давлением его на выходе из ЦВД 0,2 - 0,5 МПа давление пара в камере перед 8-й ступенью находится на уровне 0,3 – 0,4 МПа, и это означает, что пар может протекать из ЦВД только в камеру отсоса в отбор низкого давления. Предварительные расчеты показывают, что количество этого пара при приведенных выше давлениях пара в камере 8-й ступени и в камере отсоса небольшое и в дальнейших расчетах может не учитываться. Таким образом, при переводе ЦВД в малопаровой режим передние концевые уплотнения ЦВД могут работать по заводской схеме.

Рассмотрим возможные варианты использования пара высокого давления с целью выбора из них оптимальной схемы с технологической и экономической точек зрения. При выборе схемы модернизации тепловой схемы турбины учитывались следующие требования и ограничения при работе ПГУ-450 на пониженных нагрузках:

- расширение регулировочного диапазона ПГУ с таким расчетом, чтобы максимально устранить разрыв в допустимых границах работы блока с полным (2ГТ + 2КУ + ПТ) и неполным (1ГТ + 1КУ + ПТ) составами оборудования;
- максимальный расход пара низкого давления – 41,67 кг/с (150 т/ч);
- минимальное значение температуры пара высокого давления на входе в паровую турбину – 450°C;
- допустимое значение температуры пара на выхлопе ЦНД в пределах мощности турбины 30 – 100% от номинальной мощности – не выше 80°C;
- допустимая разность температуры пара низкого давления на входе в турбину и температуры пара за 16-й ступенью – 35°C;
- при пуске турбины из горячего состояния температура пара высокого давления должна быть выше температуры металла в паровпускной части ЦВД на 100 – 120°C;
- допустимое давление пара в конденсаторе – не выше 0,012 МПа.

Рассматривались следующие схемы использования пара высокого давления при работе ПГУ в конденсационном режиме:

1. Часть пара высокого давления сбрасывается в линию подачи пара низкого давления и смешивается с паром низкого давления с таким расчетом, чтобы расход пара низкого давления перед турбиной не превышал максимально допустимое количество – 41,67 кг/с (рис.1). Для этого предусматривается переключка между трубопроводами высокого и низкого давлений с установкой на нем РОУ (РОУ2 на рис.1) для снижения давления пара высокого давления до давления пара низкого давления и пароводяной теплообменник-охладитель (ТО на рис.2) для снижения температуры этого пара до допустимой температуры по условию смешения двух потоков - пара высокого после ТО и пара низкого давления. В качестве охладителя в теплообменнике используется основной конденсат после конденсатных насосов.

Остальная часть пара высокого давления через РОУ 1 пропускается в перепускной трубопровод между ЦВД и ЦНД, при этом пар высокого давления дросселируется и охлаждается до соответствующих параметров пара, поступающего из ЦВД в ЦНД. Сюда же сбрасывается охлаждающий пар из ЦВД.

Преимуществом такой схемы является то, что основной конденсат в теплообменнике ТО подогревается, что позволит обеспечить необходимую температуру основного конденсата на входе в газовый подогреватель конденсата (ГПК).

2. Отличие этой схемы от первой заключается в том, что расход основного конденсата через ТО выбирается с таким расчетом, чтобы этот же конденсат служил охладителем для РОУ 1. Недостаток этой схемы заключается в том, что для обеспечения необходимого расхода основного конденсата на входе в ГПК требуется увеличение расхода конденсата из конденсатора на величину, равную расходу конденсата через ТО.

3 В этой схеме при сбросе части пара высокого давления в линию пара низкого давления ТО на линии сброса отсутствует. При этом часть пара высокого давления после РОУ 2 смешивается с основным потоком пара низкого давления. Расход этого пара выбирается с таким расчетом, чтобы температура пара низкого давления перед турбиной равнялась максимальному допустимому ее значению (см. выше, п.5). Остальная часть пара высокого давления (как и в вариантах 1 и 2) после РОУ 1 смешивается с паром из ЦВД, но при этом расход охлаждающего конденсата выбирается с расчетом, чтобы температура пара на входе в ЦНД имела допустимое значение в соответствии с п.4 вышеприведенных условий и допущений.

4. Схема по п.3, но при условии работы блока в исходном состоянии на скользких параметрах пара высокого и низкого давлений.

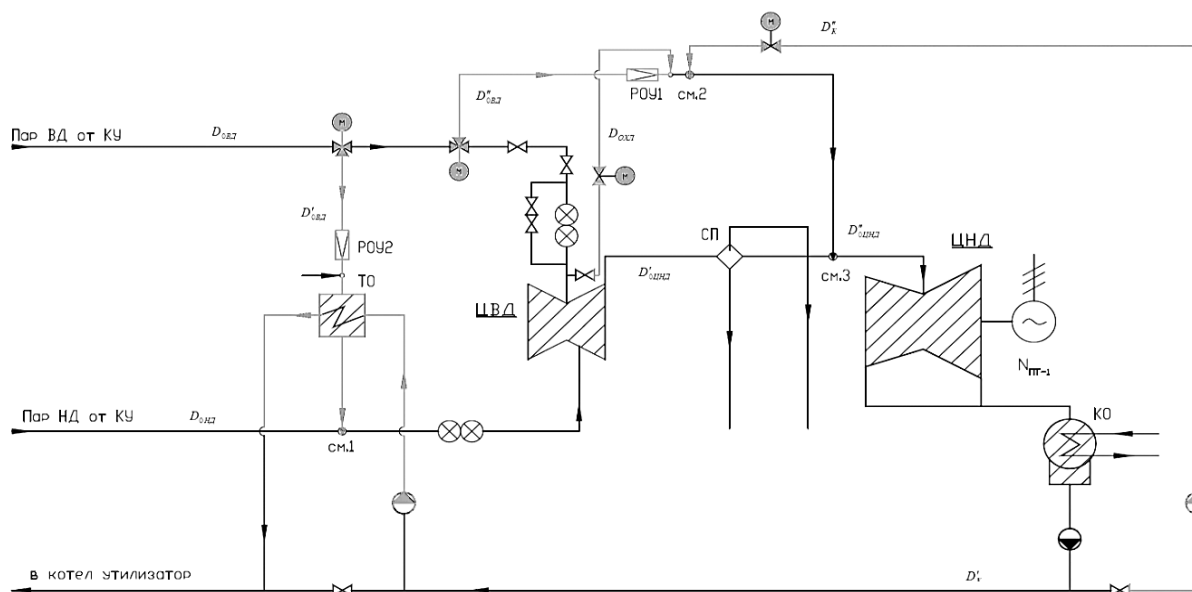


Рис. 1. Упрощенная схема паровой турбины при переводе части ЦВД в моторный режим

Исходное состояние ПГУ перед переводом части ЦВД в моторный режим выбирается с таким расчетом, чтобы газовые турбины и котлы-утилизаторы работали не ниже нагрузки, при которой обеспечиваются ограничения на их работу в режиме регулирования нагрузки (параметрические, технологические и т.д.). Эти условия зависят в том числе от температуры наружного воздуха и для ПГУ-450 при температуре наружного воздуха 15 °С они обеспечиваются при нагрузке ПГУ 55-60% от номинальной нагрузки. Таким образом, такая технология перевода части ЦВД в моторный режим обеспечивает длительную надежную работу всех основных агрегатов ПГУ – газовых турбин, котлов-утилизаторов, паровой турбины и генератора без значительного снижения КПД по выработке электроэнергии.

Для сравнения рассматриваемых вариантов модернизации тепловой схемы паровой турбины между собой по экономическому критерию с целью выбора оптимальной схемы составлялись экономико-математическая модель паротурбинной установки в составе материальных и балансовых уравнений паровой турбины и вновь вводимых в тепловую схему элементов (смесители, РОУ, ТО и т.д.) при постоянном расходе топлива и параметров газовых турбин и котлов-утилизаторов. Расчеты

проводились при исходной нагрузке ПГУ 270 МВт (60% от номинальной нагрузки) при мощности ГТУ- 2x83,5=167 МВт и мощности паровой турбины - 103 МВт.

Анализ полученных результатов показал, что между собой варианты отличаются по мощности паровой турбины в пределах до 3,0 МВт, при этом оптимальным по критерию эффективности ПГУ является первый вариант, но с точки зрения практической реализации, более привлекательным является четвертый вариант. При этом регулировочный диапазон по отношению к исходному состоянию возрастает на 36,8 МВт (8,16% от номинальной мощности). и составляет 216,8 МВт (48,17% от номинальной мощности). Прирост удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии при этом составляет 0,0443 кг/кВт.ч, что соответствует снижению КПД на 6,2%. Минимальное расширение регулировочного диапазона получится при отсутствии сброса пара высокого давления в линию пара низкого давления и составит около 30 МВт. Регулировать величину расширения регулировочного диапазона между указанными значениями расширения регулировочного диапазона можно путем изменения соотношения между расходом пара высокого давления, сбрасываемого в линию пара низкого давления и в ЦНД.

При необходимости дальнейшего разгружения паровой возможен вариант перевода в моторный режим ЦВД целиком. Это потребует установки дополнительного РОУ на линии сброса пара низкого давления в ЦНД и смесителя для охлаждения температуры этого пара до значений, допустимых для ЦНД.

Рассматривались два варианта охлаждения проточной части ЦВД:

по противоточной схеме паром низкого давления с подачей его за последний ступенью ЦВД и отсосом из паровпускной части ЦВД в конденсатор или в ЦНД. Недостатком такой схемы является то, что имеется опасность отсоса всего потока пара в ЦНД (из-за отсутствия запорного органа на перепускном паропроводе между ЦВД и ЦНД) и недоохлаждения ступеней высокого давления.

Подача охлаждающего пара по линии подачи пара низкого давления в ЦВД и охлаждение ступеней с 1-й по 16-ю противотоком, а ступеней с 16-й по 20-ю - прямотоком с выбросом охлаждающего пар в перепускную трубу.

В таком варианте регулировочный диапазон по отношению к приведенным выше вариантам возрастает еще на 10-12 МВт в зависимости от давления в конденсаторе и таким образом расширение регулировочного диапазона составит 46,8-50,8 МВт (10,8-11,3% от номинальной мощности). Это означает, что таким образом можно устранить вышеуказанный 10%-ный разрыв между нижней границей регулировочного диапазона при работе ПГУ с полным составом оборудования и верхней границей при работе ее с неполным составом.

Расчеты по оценке экономической эффективности применения моторного режима части ЦВД проводились путем сравнения его (вариант 4) с альтернативным вариантом работы ПГУ – работа с неполным составом оборудования с остановом одной газовой турбины и котла-утилизатора. В качестве критерия сравнения принимались затраты топлива на ПГУ за время прохождения провала нагрузки:

для варианта работы части ЦВД в моторном режиме принимается, что снижение мощности ПГУ компенсируется энергосистемой со средним удельным расходом топлива по энергосистеме, т.е.

$$(1) B_{ПГУ}(MP) = [B_{ПГУ}(N_{ПГУ,MP}) - \Delta B_{MP} + \Delta N_{ПГУ} b_{ЭСР}] \cdot \tau,$$

где $B_{ПГУ}(N_{ПГУ,MP})$ - часовой расход топлива на ПГУ при работе части ЦВД в малопаровом режиме; $\Delta N_{ПГУ}$ - снижение мощности ПГУ при переводе части ЦВД в малопаровой режим; $b_{ЭСР}$ - средний удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии по энергосистеме; ΔB_{MP} - расход условного топлива, эквивалентный приходу тепла в турбину с охлаждающим паром (при противоточной схеме охлаждения ступеней ЦВД охлаждающий пар нагревается).

$$(2) \Delta B_{MP} = \frac{D_{ОХЛ}(h_{ОХ2} - h_{ОХ1})}{Q_n^p},$$

где $h_{ОХ1}, h_{ОХ2}$ - энтальпия охлаждающего пара на входе в 16-ю и на выходе из 1-й ступени, кДж/кг.

При вышеприведенных параметрах и количестве охлаждающего пара 3,15 кг/с величина ΔB_{MP} составляет 0,036 кг/с (0,13 т у.т./ч).

Для варианта работы ПГУ с неполным составом оборудования учитываются затраты топлива на пуск одной газовой турбины с котлом-утилизатором:

$$(3) B_{ПГУ}(1ГТ) = B_{ПГУ}(N_{ПГУ-1ГТ})\tau + \Delta B_{ост}(ГТ, КТ) + \Delta B_{п}(ГТ, КУ),$$

где $B_{ПГУ}(N_{ПГУ-1ГТ})$ - часовой расход топлива на ПГУ при работе с неполным составом оборудования; $\Delta B_{ост}(ГТ, КТ), \Delta B_{п}(ГТ, КУ)$ - потери топлива при останове и обратном пуске одной газовой турбины и котла-утилизатора.

Приравнивая (1) и (3) между собой, определяем целесообразное время работы ПГУ с переводом части ЦВД в моторный режим. Расчеты показали, что применительно к ПГУ-450 это время составляет 4-5 часов.

Заключение

1. Предложен моторный (малопаровой) режим работы ЦВД паровой турбины, как один из возможных путей увеличения регулировочного диапазона энергоблока ПГУ-450 без перехода на схему работы ПГУ с неполным составом оборудования.
2. Целесообразное время перевода части ЦВД в малопаровой режим по экономическому критерию составляет 4-5 часов.

Литература

1. Аракелян Э.К., Хуришудян С.Р. Выбор оптимальных режимов газовых турбин ПГУ-450Т при пониженных нагрузках // Новое в российской электроэнергетике. - 2013.-№7.
2. Радин Ю.А., Давыдов А.В., Чугин А.В., Писковацков И.Н. Определение допустимого регулировочного диапазона нагрузок энергоблока ПГУ-450Т при работе в конденсационном режиме// Теплоэнергетика. 2004. № 5. С. 47-52
3. Исследование работы ПГУ утилизационного типа при частичных нагрузках, Трухний А.Д. №3, Москва: Теплоэнергетика, 1999 г.
4. Радин Ю.А. Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок. Дисс. докт. техн. наук. М., 2013.-40с.
5. Аракелян Э.К., Хуришудян С.Р., Бурцев С.Ю. Способы расширения регулировочного диапазона ПГУ-450 и их сравнительная оценка по экономичности // Энергосбережение и водоподготовка. 2014. №2. С. 45-50.
6. Аракелян Э.К., Андрияшин А.В., Бурцев С.Ю., Андрияшин К.А. Исследование технической целесообразности перевода паровой турбины Т-125/150 в моторный режим при работе ПГУ-450 в режиме ГТУ- ТЭЦ/Теплоэнергетика, №12, 2018, с. 53-65.
7. Аракелян Э.К., Андрияшин А.В., Бурцев С.Ю., Андрияшин К.А. Техническая и экономическая целесообразность перевода паровой турбины ПГУ-450 в моторный режим//Электрические станции. 2017. №6. с. 25-28.
8. 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.
9. 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. С. 5-17.
10. Arakelyan E.K., Andryushin A.V., Andryushin K.A. Increased reliability, maneuverability and durability of steam turbines through the implementation of the generator driving mode. — WIT Transactions on Ecology and The Environment, Vol. 205, 2016 WIT Press, p. 95-105.