

РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ПОДДЕРЖАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В КОНДЕНСАТОРЕ ПГУ-450 ПРИ РАБОТЕ ПГУ В РЕЖИМЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ¹

Аракелян Э.К., Андриюшин А.В., Мезин С.В., Красненко Д.М.

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Россия, г. Москва ул. Красноказарменная, д.17

edik_arakelyan@inbox.ru

Аннотация: Рассматриваются общие подходы к повышению эффективности производства тепла и электроэнергии путем повышения интеллектуальности иерархически построенной АСУТП. В настоящем докладе рассматривается одна из наиболее востребованных задач - выбора оптимального давления в конденсаторе при работе ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ. Рассматривается методический подход к определению оптимального давления в конденсаторе.. Произведен сравнительный анализ традиционной АСР с АСР с интеллектуальной системой.

Ключевые слова: интеллектуальная система, конденсатор, оптимальное давление, режим ГТУ-ТЭЦ, сравнительный анализ, традиционная АСР, интеллектуальная АС

Введение

Анализ возможных путей повышения эффективности производства тепла и электроэнергии на ТЭС, проведенный в [1] показал возможность и экономическую целесообразность решения данной актуальной проблемы путем повышения интеллектуальности управления технологическими процессами, в том числе за счет постановки и решения оптимизационных задач на всех иерархических уровнях АСУТП. Проблема заключается в том, что на современных энергоблоках, в том числе в рассматриваемой в настоящем докладе ПГУ-450 управление технологическими процессами, даже при наличии современного программно-технического комплекса (ПТК), осуществляется на базе традиционных автоматических систем регулирования (АСР), в составе которых в основном, используются ПИ- и ПИД-регуляторы. При этом недостаточно высокая технико-экономическая эффективность производства тепла и электроэнергии обусловлена отсутствием в прикладном программном обеспечении ПТК алгоритмов решения оптимизационных задач по оптимальному управлению [2-4]. Применение современного подхода построения распределенной АСУТП, создает благоприятные условия для применения основной идеи Промышленности 4.0 – широкое внедрение информационных технологий и максимально полная автоматизация технологических процессов с целью повышения эффективности и интеллектуальности системы управления производством. Учитывая сложность реализации данной идеи применительно к АСУТП электростанций на базе ПТК на сегодняшнем уровне развития АСУТП, в [2] предложен следующий подход к реализации данной идеи: переход к управлению технологическими и производственными процессами производства энергии на ТЭС по критериям энергетической и технической эффективности. В отличие от существующих в технической литературе предложений раздельного решения оптимизационных задач агрегатного, блочного и станционного уровней, приводящих в большинстве случаев к противоречивым результатам, решение этих задач в комплексе позволит в ходе решения задач по иерархическому подходу «агрегат-блок-станция» использовать полученные результаты на нижних иерархиях при решении задач на верхних уровнях; при этом должно быть четкое разделение решаемых оптимизационных задач на каждом иерархическом уровне

¹ Исследование выполнено с финансовой поддержкой Российского научного фонда по гранту №19-19-00601.

примерно в нижеследующем виде [2, 4]. На агрегатном уровне целесообразно решать такие задачи, как: оптимизация регулируемых на данном агрегате параметров и показателей (КПД котла, давление в конденсаторе, давление первичного пара при возможности применения скользящего и т.д.); распределение общей тепловой нагрузки теплофикационной нагрузки между сетевыми подогревателями; определение текущего технического состояния (коэффициент состояния) оборудования и т.д. В настоящем докладе рассматривается одна из наиболее востребованных задач при работе энергоблока ПГУ-450 при работе его в режиме регулирования нагрузки - задача выбора оптимального давления в конденсаторе теплофикационных парогазовых установок типа ПГУ-450 при работе ПГУ режиме ГТУ-ТЭЦ с учетом конструктивных и схемных особенностей ПГУ с применением современных информационных технологий в рамках интеллектуальной АСУТП.

1 Особенности работы паровой турбины при работе ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ

При работе ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ весь вырабатываемый в котлах-утилизаторах пар сбрасывается в подогреватели сетевой воды минуя паровую турбину, которая, в соответствии с инструкциями завода-изготовителя, останавливается. Необходимость такого режима возникает в ситуациях, когда по графику электрических нагрузок требуется разгрузить энергоблоки ТЭЦ, в то же время по тепловому графику тепловая нагрузка остается на том же уровне или возрастает (например, при прохождении провалов графиков зимних суток). При переходе в режим ГТУ-ТЭЦ мощность ПГУ снижается на величину мощности паровой турбины, а генерация тепловой мощности возрастает примерно 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 является то, 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. Вместе с тем, применение режима ГТУ-ТЭЦ с остановом паровой турбины связано с потерями топлива в период пуска, задержкой нагружения паровой турбины и ПГУ в целом и снижение ресурсных характеристик паровой турбины. В [5,6] при работе ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ вместо останова паровой турбины предлагается перевести ее в моторный режим (МР). Упрощенная схема паровой турбины с переводом ее в МР приведена на рис.1.

При этом работа паровой турбины имеет свои особенности:

- 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 (рис.1), в том числе: на передние уплотнения ЦВД — от паропровода пара высокого давления через РОУ 1; на паровпуск ЦВД — от паропровода высокого давления через байпасную линию ГПЗ; на ЦВД — от линии подачи пара высокого давления на ПСГ-1 через РКД4, при этом при необходимости производится охлаждение пара в смесителе СМ 5 конденсатом из конденсатора;
- давление в конденсаторе определяется условием обеспечения температуры основного конденсата, поступающего в газовый подогреватель конденсата (ГПК) на уровне 60°С при его расходе, равного сумме расходов конденсата из конденсатора и конденсата из охладителя конденсата ПСГ (ОХ2). В случае если указанную температуру перед ГПК можно обеспечить в СМЗ, то давление в конденсаторе можно поддерживать на уровне, достаточном для конденсации охлаждающего проточную часть турбины пара. Так как условия работы проточной части паровой турбины и конденсационной установки при этом не отличаются от их работы при переводе паровой турбины в МР в конденсационном режиме ПГУ можно поддерживать на уровне 0,004- 0,006 МПа [6].

2 Особенности конденсационной установки ПГУ

Кратко отметим особенности конденсационной установки ПГУ:

Конденсационный тракт ПГУ в значительной степени отличается от этого тракта для традиционных тепловых энергоблоков. Отличие заключается в том, что паровая турбина ПГУ не имеет систему регенеративного подогрева конденсата и питательной воды и это приводит к тому, что единственным способом повышения эффективности рабочих режимов ПГУ является возможность выбора оптимального давления в конденсаторе

Второй особенностью конденсатного тракта ПГУ заключается в подогреве конденсата до его подачи в деаэрактор в газовом подогревателе (ГПК), установленном на хвостовом участке котла-утилизатора. Такое расположение ГПК, во-первых, позволяет снизить температуру уходящих газов до необходимого значения по условию конденсации водяных паров в дымовых газах котла-утилизатора, что позволяет уменьшить потери тепла с уходящими газами и, во-вторых, обеспечивает нагрев конденсата перед его подачей в деаэрактор до допустимого уровня, т.е. ниже температуры насыщения, соответствующую давлению в деаэракторе, на 5-15 °С. Если температура конденсата перед деаэратором выше этого уровня, для ее снижения предусмотрена байпасная линия подачи конденсата с линии после бака добавочной воды (БДВ) в линию подачи конденсата перед его подачей в деаэрактор.

Известно, что давление в конденсаторе определяется условием обеспечения температуры основного конденсата, поступающего в газовый подогреватель конденсата (ГПК) на уровне 60°С при его расходе, равного сумме расходов конденсата из конденсатора и конденсата из охладителя конденсата ПСГ (ОХ2). В случае если указанную температуру перед ГПК можно обеспечить в СМ3, то давление в конденсаторе можно поддерживать на уровне, достаточном для конденсации охлаждающего проточную часть турбины пара.

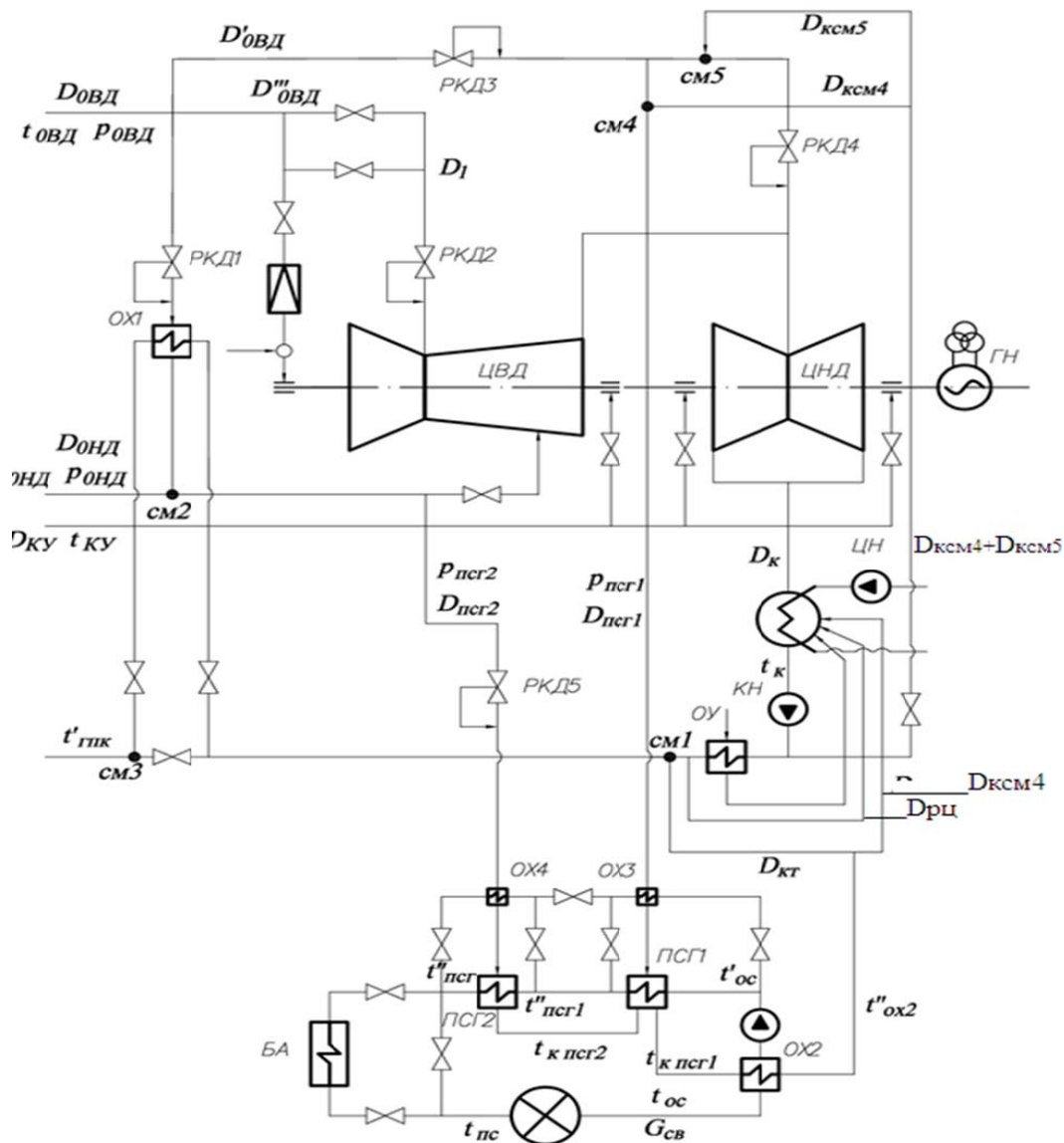


Рис. 1. Упрощенная схема паровой турбины при работе ПГУ-450Т в режима ГТУ-ТЭЦ с переводом паровой турбины в МР

3 Перевод ПГУ в режим ГТУ-ТЭЦ

Технология перевода ПГУ 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 - 90-95 МВт (ниже этой мощности газовую турбину разгружать не целесообразно);
- 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 по технологии, описанной выше. Как и при работе ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ, снижение электрической мощности ПГУ компенсируется ростом отпуска тепла, при этом регулировочный диапазон ПГУ расширяется на 20,6% и составляет 56,2 % вместо 35,6% в «базовом» режиме.

После завершения перевода паровой турбины в режим ГТУ-ТЭЦ, паровая турбина переводится в моторный режим.

Перевод паровой турбины в МР со снижением электрической мощности ПГУ на величину электрической мощности паровой турбины в «базовом» режиме приводит к соответствующему увеличению отпуска тепла на величину

$$\Delta Q_{Ti} \leq Q_{ТМРi} - Q_{Тбi}, \text{ при этом } Q_{ТМРi} \leq Q_{Тmax} \quad (1)$$

где $Q_{ТМРi}$ — возможный отпуск тепла в i -м варианте МР; $Q_{Тбi}$ — отпуск тепла в «базовом» варианте в i -м варианте отпуска тепла; $Q_{Тmax}$ — максимально возможный отпуск тепла в МР при известных расходах и параметрах пара высокого и низкого давлений в «базовом» варианте

$$Q_{Тmax} = k_{ТР} [(D_{0ВД} - D_{ПВ} - D_1)(h_{0ВД} - h''_{КОХ2}) + (D_{0НД} - D_2)(h_{0НД} - h''_{КОХ2})] \eta_{ТО} + (D_{0ВД} + D_{0НД})(h'_{КГПК} - h''_{КОХ2}), \quad (2)$$

где $D_{0ВД}, D_{0НД}$ — расходы пара высокого и низкого давлений; $D_{ПВ}, D_1, D_2$ - расходы пара соответственно на передние уплотнения ЦВД, на охлаждение ЦВД и ЦНД; $h_{0ВД}, h_{0НД}$ — энтальпия пара высокого и низкого давлений; $h'_{КГПК}$ — энтальпия основного конденсата на входе в ГПК; $h''_{КОХ2}$ энтальпия конденсата на выходе из ОХ 2; $\eta_{ТО}$ — КПД теплообменника; $k_{ТР}$ - обобщенный коэффициент, учитывающий потери тепла при транспортировке по трубопроводам и при дросселировании пара. При работе паровой турбины в МР давление в конденсаторе может варьироваться в пределах

$$P_K^{мин} \leq P_K \leq P_K^{max} \quad (3)$$

Минимальное значение давления в конденсаторе ($P_K^{мин}$) по условию надежной работы эжекторной установки при работе паровой турбины в МР по данным [6] составляет 0,004-0,005 МПа, а максимальное значение (P_K^{max}) - 0,012 МПа ограничивается температурой выхлопного патрубка ЦНД паровой турбины— 90 °С.

В качестве критерия оптимального давления в конденсаторе в МР принимаем суммарные затраты на электроэнергию и топлива на поддержку МР:

$$S_{КМР} = C_T \Delta B_{МР} + C_Э \Delta N_{МР} \quad (4)$$

где $C_T, C_Э$ — стоимости топлива (р/ту.т) и электроэнергии (р/МВт.ч); $\Delta B_{МР}$ - прирост расхода условного топлива на «питающем» блоке на подготовку пара, необходимого на работу паровой турбины в МР; $\Delta N_{МР}$ - суммарные затраты электроэнергии в МР.

Как было указано выше, нижний предел давления в конденсаторе составляет 0,004МПа, поэтому для зимнего режима (при температуре воды на входе в конденсатор 12 °С расчетное давление в конденсаторе в принимается это значение.

Для летних режимов при повышенных температурах наружного воздуха давление в конденсаторе при температуре охлаждающей воды 11–20°С можно поддержать на уровне 0,005-0,006 МПа.

Расчеты, проведенные при различных сочетаниях стоимости условного топлива и электроэнергии на рынке, тарифа на тепло показали, что длительность целесообразного времени перевода паровой турбины в МР при работе ПГУ-450Т в режиме ГТУ-ТЭЦ колеблется в пределах от 10 до 18,0 часов. Нужно отметить, что одновременно с повышением маневренности ПГУ перевод паровой турбины в МР способствует улучшению также ее показателей надежности за счет исключения циклических температурных колебаний паровпускных органов паровой турбины, характерных при ее пуске в ходе набора оборотов и работы на холостом ходу. Дополнительным преимуществом перевода паровой турбины в МР является возможность работы генератора паровой турбины в режиме синхронного компенсатора с целью регулирования качества электроэнергии в энергосистеме [9]. Применение режима ПГУ ГТУ-ТЭЦ с переводом паровой турбины в моторный режим позволяет максимально снизить мощность ПГУ в теплофикационном режиме до уровня 150 МВт с одновременным улучшением маневренных характеристик паровой турбины.

Общая длительность выхода ПГУ на расчетную нагрузку по электроэнергии и тепла в этом варианте оценивается на уровне 15,5 мин. и таким образом, длительность пусковых операций сокращается на 14,5 мин., соответственно сокращаются пусковые потери топлива, увеличивается прибыль станции за счет дополнительной выработки электроэнергии.

4 Регулирование оптимального давления в конденсаторе

Для поддержания оптимального давления в конденсаторе далее будет рассмотрено применение классической АСР с ПИ регулятором и компенсатором, а так же будет произведено исследование интеллектуальной системы с использованием нейроконтроллера на базе обучаемой нейронной. Для обобщения и анализа результатов будет произведен сравнительный анализ между традиционной АСР и АСР интеллектуальной

Ниже проведено сравнительный анализ синтезированных автоматических систем регулирования и поддержания оптимального давления в конденсаторе/

На рис.2 изображены переходные процессы одноконтурной АСР по каналу возмущения, комбинированной АСР с компенсатором и АСР с ИНС.

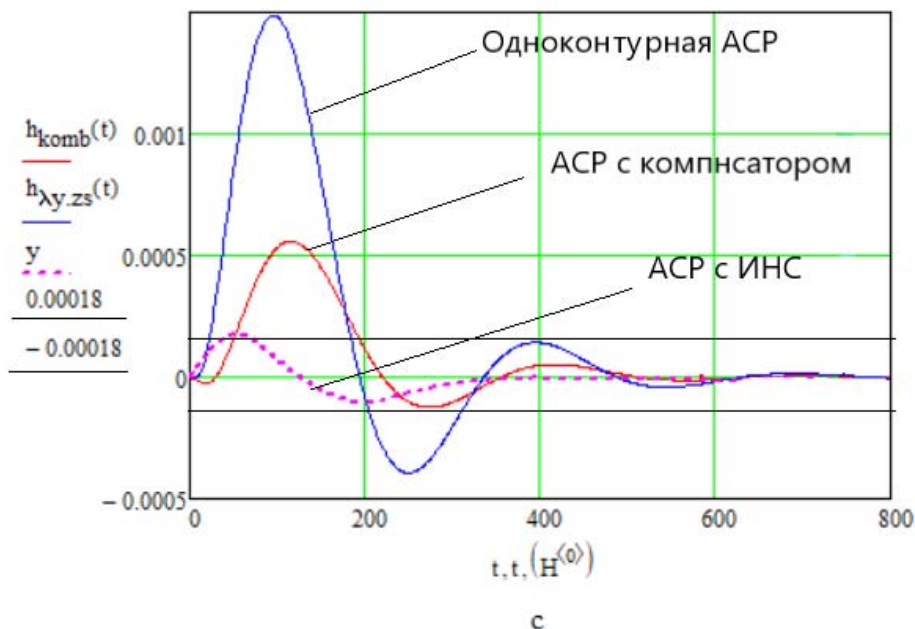


Рис.2. Переходные процессы одноконтурной АСР по каналу возмущения, комбинированной АСР с компенсатором и АСР с ИНС

В таблице приведены критерии качества для рассмотренных АСР.

| Показатели качества | Одноконтурная АСР | АСР с компенсатором | АСР с нейрорегулятором |
|--|-------------------|---------------------|------------------------|
| $h_{din}, \frac{\text{кПа}}{\text{кг/с}}$ | 0.0015 | 0.000519 | 0.000186 |
| $T_{рег}, \text{с}$ | 400.52 | 189 | 86 |
| $I_{мод}, \frac{\text{кПа}}{\text{кг/с}} * \text{с}$ | 1,086 | 0,074 | 0.059 |

Параметры регулятора классической АСР и АСР с нейрорегулятором были получены исходя из следующих показателей качества работы автоматической системы регулирования по каждому каналу:

- Модульный интегральный показатель качества;
- Динамическое отклонение;
- Время регулирования.

Заключение

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что функцией цели для нахождения синоптических весов нейронной сети является модульный интегральный показатель качества. А ограничениями (штрафами, накладываемыми на функции цели) являются все остальные показатели качества. Из приведенных в таблице критериев качества можно сделать вывод, что рассмотренная структура ИНС в составе АСР позволяет добиться наиболее лучшего результата при решении задачи оптимального поддержания давления в конденсаторе по сравнению с классической АСР с компенсатором.

Время регулирования АСР с ИНС составляет 86 с, что на 103 с быстрее результата регулирования классической АСР с компенсатором. Динамическое отклонение АСР с ИНС меньше в 2.8 раза по сравнению с АСР с компенсатором. Интегральный модульный показатель так же меньше в 1.25 раза по сравнению с АСР с компенсатором, что указывает на то, что быстрее заканчивается переходный процесс.

Таким образом нейрорегулятор является перспективным за счет своей легкости и потому что имеет более лучшие показатели качества регулирования по сравнению со классическими АСР широко используемыми на данный момент в теплоэнергетике.

Литература

1. *Arakelyan E.K., Andryushin A.V., Pashchenko F.F., Mezin S.V., Kosoy A.A.* Methodological provisions of the assessment of the increase degree in the intelligence of TPP ACS TP on the basis of modern PTC // 11th International Conference on Ambient Systems, Networks and Technologies, ANT 2020 / 3rd International Conference on Emerging Data and Industry 4.0, EDI40 2020 / Affiliated Workshops; Warsaw; Poland.
2. *Радин Ю.А.* Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок. Автореферат на соиск. уч. ст. докт. техн. наук.- Москва, 2013, 42с. Тверской, Ю.С., Таламанов, С.А. Особенности и проблемы современного этапа развития технологии создания АСУТП тепловых электростанций // Теплоэнергетика. – 2010. – №10. – С. 37-44.
3. *Аракелян Э.К., Андриюшин А.В., Мезин С.В., Сабанин В.Р., Косой А.А.* Подходы к повышению интеллектуальности АСУТП крупных электростанций путем решения оптимизационных задач блочного и станционного уровней. // Сборник трудов MLSD'2018 – 2018. – Том 2. – С. 315-322.
4. *Косой А.А.* Выбор оптимальной структуры интеллектуальной АСУТП ТЭС на базе ПТК. Автореферат дисс. канд. техн. наук. – М. : МЭИ, 2021 – 20 с.
5. *Э.К. Аракелян, А.В. Андриюшин, С.Ю. Бурцев, К.А. Андриюшин.* Исследование технической и экономической целесообразности работы ПГУ-450 в режимах ГТУ-ТЭЦ.-Теплоэнергетика. 2018, № 12, с. 1–12.
6. *Аракелян Э.К.* Режимы работы и эксплуатация ТЭС /Учебник//Э.К.Аракелян, Е.Т.Ильин, Н.Д. Рогалев.- М.: Издательство МЭИ, 2021, 520с.