

**ЭНЕРГЕТИКА, ИНФОРМАТИКА,
ИННОВАЦИИ – 2024**
(электроэнергетика, электротехника, теплоэнергетика)

**XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

13-14 ноября 2024 г.

СБОРНИК ТРУДОВ
ТОМ 1

СЕКЦИИ 1,2,3

СМОЛЕНСК
2024

УДК 621.31+621.3+536+621.1+62.003+621.38
И74

ЭНЕРГЕТИКА, ИНФОРМАТИКА, ИННОВАЦИИ – 2024 (электроэнергетика, электротехника, теплоэнергетика). Сб трудов XIV-ой Межд. науч.-техн. конф.. В 3 т. Т 1. – 2024. – 187с.

ISBN 978-5-91412-539-1

В сборнике публикуются труды участников XIV Международной научно-технической конференции «Энергетика, информатика, инновации – 2024», состоявшейся 13-14 ноября 2024 г. в филиале ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске, в которых изложены результаты оригинальных научно-технических работ в области энергетики, электротехники, теплоэнергетики.

Издание предназначено для научных работников и преподавателей вузов, магистров и аспирантов, осуществляющих исследования в указанных областях.

ISBN 978-5-91412-539-1

©Авторы
©«Универсум»
© филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске, 2024

СЕКЦИЯ 1 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

*Е.С. Андреенков, к.т.н., доц.; Н.С. Питерский, студ.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМУМА УЩЕРБА ОТ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В настоящее время проектирование распределительной электрической сети является сложной технико-экономической задачей, на которую накладываются множество ограничений, начиная от географических реалий, заканчивая ограничениями, связанными с и исполнением нормативно-правовых актов [1]. В связи с этим, актуальной задачей является уточнение и дополнение возможных методик, касающихся проектирования электрической сети с целью достижения оптимального результата как с точки зрения минимизации затрат, так и надежности сети в целом.

В рамках данной работы предлагается рассмотреть один из возможных подходов к проектированию оптимальной схемы распределительной электрической сети напряжением 10 кВ электроснабжения района (Рисунок 1), обеспечив баланс между капиталовложениями и ущербом от нарушений электроснабжения, принимая следующие допущения: повреждения могут быть подвержены только ЛЭП, рассматриваем режим $N-1$, а коммутационные аппараты в виде реклоузеров и разъединителей работают безотказно.

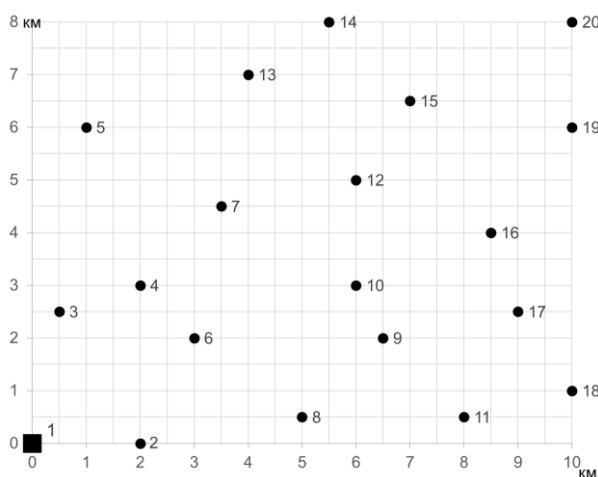


Рисунок 1 – Расположение ПС и узлов нагрузки

На Рисунке 1 показано расположение питающей подстанции и узлов нагрузки. Питающая подстанция обозначена квадратом, узлы нагрузки точками. Шаг координатной сетки по вертикали и горизонтали составляет 500 метров. Для обеспечения электроснабжения потребителей все узлы нагрузки должны быть присоединены к питающей подстанции.

Исходные данные, применяемые в расчётах, представлены ниже.

1. Надежность ЛЭП определяется двумя основными показателями: удельной частотой отключений $\lambda = 0,1$ 1/(год·км) и временем восстановления электроснабжения $t_{\text{вост}} = t_{\text{приб}} + t_{\text{рем}}$, где $t_{\text{приб}} = 2$ часа – время прибытия ремонтной бригады, а $t_{\text{рем}} = 5$ часам – время ремонта.

2. Стоимость сооружения и эксплуатации 1 километра линии, приведенная к одному году, составляет 200 тыс. рублей. Стоимость установки и эксплуатации реклоузера или выключателя, приведенная к одному году – 75 тыс. рублей.

3. Стоимостью потерь пренебрегаем. Расчеты капиталовложений и ущербов выполняются для периода 1 год.

4. Для уменьшения размерности задачи линии электропередачи сооружаются только в воздушном исполнении с проводом АС-95. Удельные активной и индуктивное сопротивления равны $R = 0,33$ Ом и $R = 0,234$ Ом соответственно.

5. Допустимая токовая нагрузка $I_{\text{доп}} = 255$ А, $\cos\varphi = 0,95$, отклонения напряжения не должны превышать 10% от напряжения в центре питания $U_{\text{цп}} = 10,5$ кВ у наиболее удаленного электрически потребителя.

6. Удельный ущерб от нарушения электроснабжения продолжительностью в 1 час на 1 кВт мощности, а также средние значения мощности нагрузки приведены для всех потребителей в таблице 1, представленной ниже.

Таблица 1. Удельный ущерб потребителей

Потребитель	Удельный ущерб, тыс. руб / (кВт·час)	P, кВт
2	0,1	70
3	0,2	360
4	0,1	140
5	0,1	20
6	0,1	410
7	0,5	150
8	0,1	250
9	0,1	510
10	0,1	20
11	0,2	460
12	0,5	40
13	0,2	500
14	0,1	550
15	0,5	210
16	0,1	210
17	0,1	40
18	0,1	100
19	0,1	80
20	0,2	200

Основной задачей оптимального проектирования распределительной сети является минимизация затрат, которые складываются из капиталовложений в строительство, издержек на эксплуатацию и компенсации ущерба от нарушения электроснабжения. В рассматриваемом примере для линий и реклоузеров заданы объединенные значения капиталовложений и издержек, приведенные к одному году ($K + И$). Ущерб ($У$) зависит от выбранной схемы электроснабжения.

$$Z = K + И + У \rightarrow \min \quad (1)$$

Исходя из анализа выражения (1), а также анализа исходных данных становится ясно, что для заданного расположения узлов нагрузки и питающих подстанций необходимо расположить линии электропередачи и коммутационные аппараты таким образом, чтобы все узлы нагрузки были присоединены к питающим подстанциям.

Поиск оптимальной конфигурации сети происходит в три этапа:

1) I этап – поиск минимального пути прокладки ЛЭП между всеми потребителями. Поскольку большая часть стоимости сети складывается из стоимости длин ЛЭП, необходимо спроектировать сеть таким образом, чтобы $L_{\text{ЛЭП}} \rightarrow \min$.

Так как проектируемая сеть по сути своей является графом, можно воспользоваться различными алгоритмами поиска, позволяющими найти кратчайший путь между всеми узлами графа. Для рассматриваемой сети был применен алгоритмом Дейкстры [2], способный составить минимальное остовное дерево в неориентированном связном взвешенном графе. Графическая интерпретация данного алгоритма отображена на рисунке 2а.

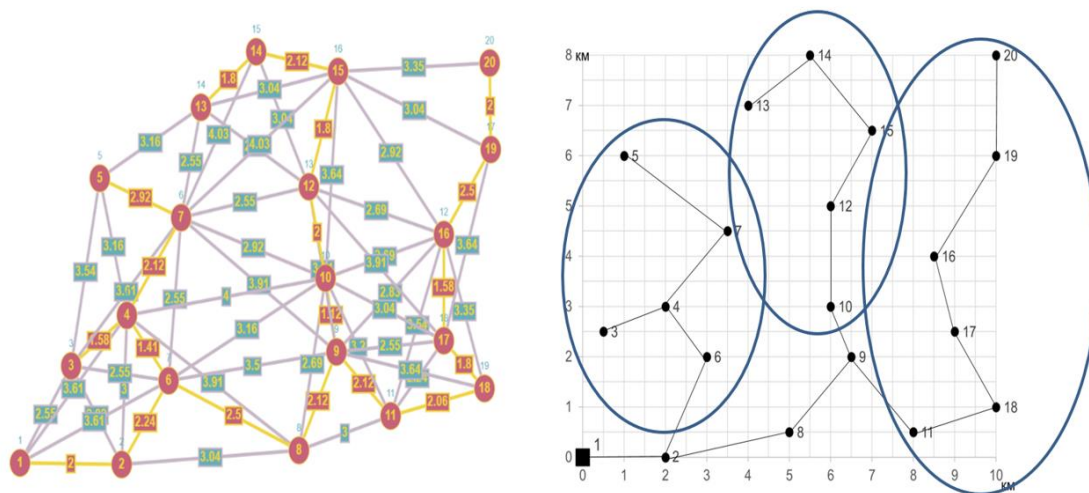


Рисунок 2 – остовное дерево (а), нуль-итерация (б)

II этап включает в себя анализ схемно-режимных ситуаций и модернизацию конфигурации полученной на I этапе распределительной сети. За основу дальнейших проектных решений применена схема «нуль-итерация», отображенная на рисунке 2б. На данной схеме можно выделить 3 характерные зоны,

не связанные между собой. Отсутствие поперечных связей существенным образом снижает надежность всей сети, а также приводит к недопустимым параметрам по току в элементах сети и напряжению в узлах нагрузки в случае аварийной ситуации.

На рисунке 3 представлены наиболее рациональные варианты возможной модернизации сети. Следует отметить, что не все поперечные связи, выделенные красным цветом, в итоге будут спроектированы – их число избыточно, необходимо выбрать их оптимальное количество.

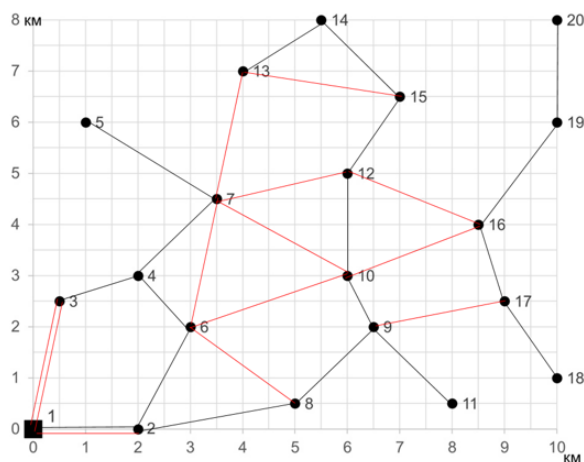


Рисунок 3 – Возможные поперечные связи сети

Количество вариаций путем перебора велико, например при выборе 3-х вариантов из десяти возможных имеем $C_{10}^3 = 120$ комбинаций. Это число можно сократить путем логического исключения, выбрав три варианта из семи, тогда $C_7^3 = 35$, что в целом поддается вычислениям. Для расчёта режима $N-1$ в каждой из конфигураций использовался макрос вариативных расчётов программного комплекса *RastrWin3*, позволяющий рассматривать аварийные ситуации на каждом из элементов схемы поочерёдно в автоматическом режиме. В результате расчётов получена финальная конфигурация сети, показанная на рисунке 4.

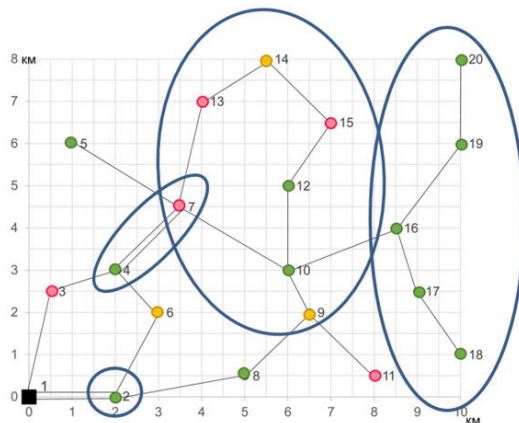


Рисунок 4 – Определение недоотпуска электроэнергии по узлам

III этап – минимизация экономического ущерба по средствам интеграции реклоузеров. Места установки реклоузеров должны выбираться исходя из следующей идеи – стоимость ущерба должна быть больше стоимости реклоузера.

Для выявления стоимости ущерба была введена цветовая градация по уровню ущерба. Зеленый цвет – ущерб минимальный, данный узел можно объединить с другими узлами. Жёлтый цвет – ущерб сопоставим или несколько меньше стоимости реклоузера – необходима комбинация с зелеными узлами. Красный цвет – ущерб от отключения данного узла выше стоимости реклоузера – перерывы в работе данного узла не допустимы. Далее были выделены кластеры (синие области), в которых были произведены расчёты ущерба от недоотпуска электроэнергии и далее выбраны места расположения реклоузеров.

На рисунке 5 представлена итоговая конфигурация сети с применением реклоузеров. Затраты на строительство сети составили 12884327 рублей, режимы, в которых $\Delta U > 10\%$ или $I_{\text{факт}} > I_{\text{доп}}$ отсутствуют.

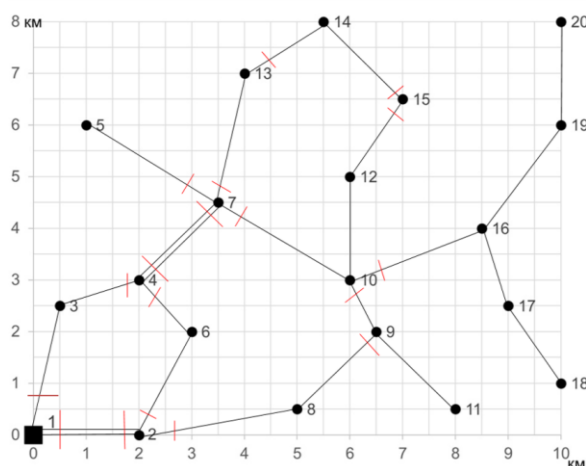


Рисунок 5 – Итоговая конфигурация сети с установленными реклоузерами

В ходе работы был рассмотрен один из возможных подходов к проектированию района электрической сети, целью которого стала минимизация ущерба от недоотпуска электроэнергии. Данный подход базировался на методах логического исключения, методе перебора, а также методе ветвей и границ при выборе того или иного проектного решения, при этом можно отметить, что итоговая конфигурация сети может быть уточнена и улучшена с использованием различных программных автоматических алгоритмов, ускоряющих перебор вариаций. Описание подобных программных алгоритмов, на основе полученных в данной работе подходов, будут отражены в следующих публикациях.

Литература

1. Устинов Александр Сергеевич Проектирование электрических сетей до 10 кВ // Известия ТулГУ. Технические науки. 2013. №12-2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/proektirovanie-elektricheskikh-setey-do-10-kv> (дата обращения: 28.09.2024).
2. Лебедев Сергей Сергеевич, Новиков Федор Александрович Необходимое и достаточное условие применимости алгоритма Дейкстры // КИО. 2017. №4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/neobhodimoe-i-dostatochnoe-uslovie-primenimosti-algoritma-deykstry> (дата обращения: 28.09.2024).

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЙ 35 кВ

В электрической сети 35 кВ с изолированной нейтралью постоянно происходят процессы, которые отрицательно отражаются на работе измерительных трансформаторов напряжения (ТН). По этой причине по данным [1] средний срок службы ТН с масляной изоляцией часто не превышает 3-5 лет, а ТН с литой изоляцией ещё ниже [2].

Наиболее опасными являются следующие процессы, протекающие в сети 35 кВ с изолированной нейтралью:

1. Феррорезонансные перенапряжения, возникающие при равенстве индуктивного сопротивления ТН емкостному сопротивлению сети.
2. Коммутационные перенапряжения, вызванные коммутацией ненагруженных силовых трансформаторов и неполнофазной коммутацией, особенно вызванные выключателями.

В [3] описывается случай массового выхода из строя электромагнитных ТН 35 кВ с литой изоляцией типа ЗНОЛ-35 при включениях и отключениях ненагруженных силовых трансформаторов типа ЭТЦН-32000/35 вакуумными выключателями (в схеме электроснабжения установки «печь-ковш»). Аналогичная ситуация наблюдалась в сети 35 кВ электроснабжения рассматриваемого металлургического производства с двумя ТН типа ЗНОЛЭ-35.

Расчетные значения емкости сети относительно земли составляют 0,57 мкф/фаза с учетом емкостей RC-цепочек, фильтры в расчете не учтены.

При этом емкостные сопротивления сети (на фазы) составляет

$$X_c = \frac{1}{\omega \cdot c} = \frac{10^6}{314 \cdot 0,57} = 5600 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ЗНОЛЭ-35 при насыщении составляет [3] $X_l = 13000 \text{ Ом}$.

Учитывая, что в сети работают два ТН-35 их эквивалентное индуктивное сопротивление относительно земли составит $X_{TL} = 6500 \text{ Ом}$, т.е емкостное и индуктивные сопротивления относительно земли одного порядка, что является предпосылкой феррорезонансных перенапряжений. Это подтверждает осциллограмма (см. рис 1), где зафиксированы перенапряжения, превышающие 60 кВ, которое может не выдерживать изоляция ТН.

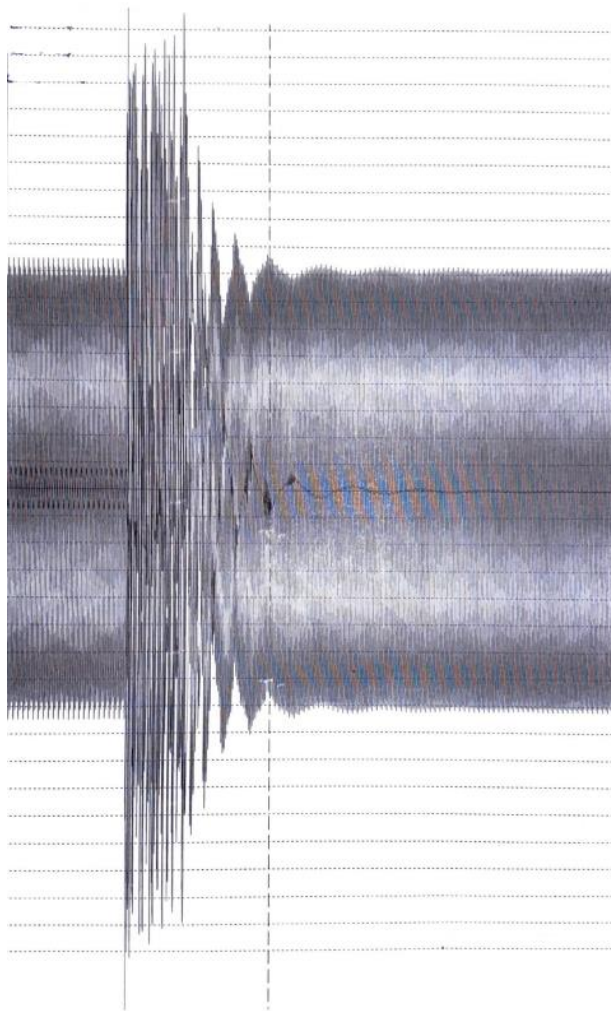


Рисунок 1 – Осциллограмма

Насыщение ТН происходит при напряжениях, превышающих номинальное более чем в два раза [4], которые могут появляться при включении и отключении силовых трансформаторов на холостом ходу вакуумными выключателями [5,6].

Кроме этого, возможно повреждение ТН-35 от перегрева обмоток рядным емкостным током сети. Насыщенный ТН становится дугогасящей катушкой, ток который приближается к значениям емкостного тока и намагничивающий ток имеет форму пиков, частота которых постепенно уменьшается в соответствии с уменьшением степени насыщения ТН. Частота при которых ток намагничивания ТН становится равным зарядному току сети примерно в \sqrt{K} раз меньше собственных колебаний сети (несколько КГц), где $K = I_c / I_{ххтн}$.

Одной из основных причин высокой повреждаемости ТН, если не самой главной причиной, является полное отсутствие защиты ТН на выводах первичных обмоток. Применяемые для целей защиты ТН предохранители ПКП001 непригодны, поскольку токи срабатывания этих предохранителей значительно превышают предельно-допустимые длительные токи первичных обмоток ТН [3]. Предохранители сгорают только после повреждения

ТН [5], поскольку ампер-секундные характеристики предохранителей и обмоток ТН не согласованы. Ток протекающий по первичной обмотке ТН в существующей сети может составлять от 5 до 11,2 А, которые содержат недопустимые плотности тока в первичной обмотке.

Существуют следующие схемные решения по подавлению последствий отрицательных процессов в сети 35 кВ.

1. Заземление нейтрали обмоток высокого напряжения ТН через резисторы различных значений сопротивлений.

2. Включение резисторов в треугольник обмоток ТН, предназначенных для контроля изоляции.

3. Включение высокоомных резисторов между питающей сетью и обмотками высокого напряжения ТН.

4. Применение антирезонансных ТН.

В рамках данного исследования были проанализированы варианты 2 и 3, т.к в первый вариант нет возможности реализовать, т.к необходимы ТН с изолированными обоими выводами на номинальное напряжение, а антирезонансные трансформатора НАМИ с масляной изоляцией не могут быть применены в условиях принятого расположения подстанций.

Опыт применения резисторов $R_{\Sigma} = 20 - 30 \text{ Ом}$, включаемых в резонансный треугольник, не всегда гарантирует устранение резонансных явлений, кроме этого, это сопротивление обусловит ток намагничивания в первичной обмотке ТН равным 0,02 А, при длительно допустимом токе 0,03 А с номинальной нагрузкой заданного класса точности ТН. Учитывая нечувствительность защиты и не гарантированное подавление резонансных явлений, этот вариант далее не анализируется.

Предлагается реализовать подавление феррорезонансных явлений включением высокоомных резисторов (15-45 Ом) последовательно с первичной обмоткой ТН, как показано на рис 2. Эта схема приемлема для защиты от феррорезонанса, но увеличивает погрешности ТН, так при $R=45 \text{ кОм}$ погрешность изменения напряжения составляет – 1,78%.

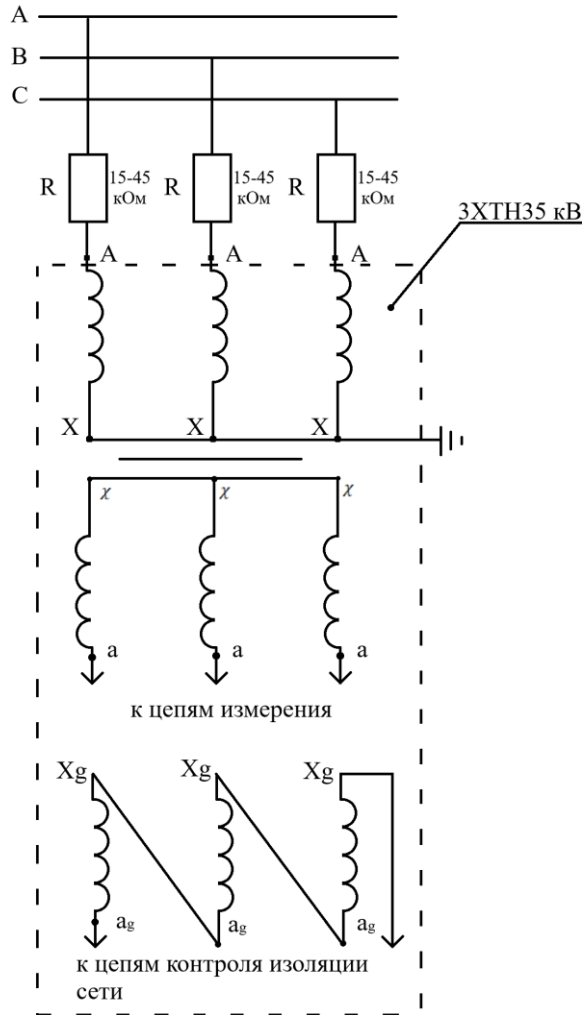


Рисунок 2 – Схема защиты ТН 35 кВ от феррорезонансных перенапряжений

Учитывая, что трансформаторы ТН-35, установленные в печной подстанции ДСП И АКП используются для измерения напряжения в цепях контроля изоляции, выше отмеченная погрешность не скажется на ведении технологического процесса и чувствительности защиты от замыканий на землю.

В качестве резисторов рекомендуется использовать резисторы типа ТВО-60 с номинальным сопротивлением от 22 кОм до 30 кОм, $U_H=2450$ В, 60 Вт, с последовательным включением их в цепи одной фазы (одного ТН) с суммарным номинальным сопротивлением 44-60 кОм (но имеющиеся в наличии).

Учитывая реальную нагрузку ТН-35 кВ $I_1=0,02$ А, мощность, рассеиваемая в резисторах, составит:

$$P = I^2 R_g = 0,02^2 \cdot (44000 - 60000) = 17,6 \div 24 \text{ Вт}$$

При последовательном соединении сопротивлений предельная рассеиваемая мощность составляет 120 Вт, а потеря напряжения на резисторах

при заданной нагрузке ТН составляет $880 \div 1200$ В, и при длительнодопустимом токе $1320 \div 1800$ В, что не превысит $2 \cdot 2450 = 4900$ В.

При перенапряжении $2U_H$ ток в цепи ТН определится сопротивлением ТН и R_g .

При номинальном напряжении сопротивления ТН составят:

$$Z_{ТН} = \frac{U_H}{I_H} = \frac{3500}{\sqrt{3} \cdot 0,03} = 674373 \text{ Ом}$$

$$X_T = \sqrt{Z_{ТН}^2 - R_{1Т}^2} = \sqrt{674373^2 - 16340^2} = 674100 \text{ Ом}$$

При $U = 2U_H$ индуктивное сопротивление ТН по кривой намагничивания составит $0,8X_T$, т.е. $X_T' = 539280$ Ом. При добавочном сопротивлении $R_g = 60000$ Ом, полное сопротивление цепи трансформатора будет:

$$Z_n = \sqrt{(X_T')^2 + (R_g + R_{1Т})^2} = 544656 \text{ Ом}$$

При этом ток первичной обмотки составит:

$$I_1 = \frac{2U_{H\phi}}{Z_n} = \frac{2 \cdot 35000}{\sqrt{3} \cdot 544656} = 0,074 \text{ А}$$

Потеря напряжения на добавочном сопротивлении составит:

$$\Delta U_{R_g} = I_1 \cdot R_g = 0,074 \cdot 60000 = 4457 \text{ В,}$$

что меньше $2 \cdot 2450 = 4900$ В.

Мощность, рассеиваемая на сопротивлениях, достигает величин 329 Вт – это превышает длительнодопустимое рассеяние 120 Вт, но при времени срабатывания защиты 0,5 с. Тепловой импульс вполне допустим для выбранных типов сопротивлений.

Конструктивно добавочные сопротивления необходимо закрепить на изолированной пластине из стеклопластика толщиной 4-5 мм и закрепить в промежутке вместо плавкого предохранителя.

Литература

1. Нагорный П.Д., Назаров В.В., Измерительные трансформаторы напряжения и контроль изоляции в сетях 6-35 Кв. Промышленная энергетика-2002, № 3 – 22 – 23 с.
2. Шаргородский В.Л. Автоколебательный процесс – причина повреждения трансформаторов напряжения // Электрические станции. – 1963, № 5. – 59-64 с.
3. Эткинд Л.Л. Защита трансформаторов напряжения в сетях 3–35 кВ. Необходимо изменить режим заземления нейтрали // Новости ЭлектроТехники – 2003. – № 5(23).
4. Раскулов Р.Ф. Трансформаторы напряжения 3–35 кВ. Метрологические функции первичны // Новости ЭлектроТехники. 2006. № 6(42).
5. Александров Г.Н. Теория применения ОПН для ограничения перенапряжений // Новости электро-техники. – 2001, № 6. – С. 14-15.
6. Абрамович Б., Кабанов С., Сергеев А., Полищук В. Перенапряжения и электромагнитная совместимость оборудования электрических сетей 6-35 кВ // Новости электротехники. – 2002, № 5. – С. 22-24.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫБОРА РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ В СЕТЯХ 6(10) кВ

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются распространенным типом повреждений в распределительных сетях 6(10) кВ. Сети среднего напряжения как правило строились в расчете на работу с режимом изолированной нейтрали. В этом случае режим ОЗЗ не сопровождается протеканием больших токов и поэтому не предусматривается немедленное отключение поврежденной линии. Однако, практика показала, что в протяженных сетях, или сетях, выполненных кабелями, режим ОЗЗ в переходном режиме сопровождается значительными перенапряжениями, которые в свою очередь приводят к развитию повреждения в многофазное замыкание, которое требует немедленного отключения и обесточивания потребителей. Кроме того, перенапряжения приводят к ускоренному старению изоляции и преждевременному выходу из строя электрооборудования.

Для поддержания изоляции и высоковольтного электрооборудования в рабочем состоянии в сетях среднего напряжения требуется выбор оптимального режима заземления нейтрали, который позволит создать условия надежной локализации ОЗЗ и не допустить его развития в короткое замыкание. Поэтому задача выбора в процессе проектирования и эксплуатации (реконструкции) оптимального режима заземления нейтрали в сети 6(10) кВ является актуальной.

В сетях среднего напряжения РФ разрешены к применению следующие режимы заземления нейтрали [1]:

- изолированная (незаземленная);
- заземленная через реактор (компенсированная);
- заземленная через резистор (резистивнозаземленная);
- комбинированное заземление нейтрали, предусматривающее параллельное включение дугогасящего реактора и резистора.

Выбор оптимального режима заземления нейтрали в сети 6(10) кВ позволяет обеспечить следующие положительные эффекты, которые необходимо учитывать при технико-экономическом обосновании.

1. Снижение риска перехода ОЗЗ в короткое замыкание, что обеспечит:

- снижение количества неселективных аварийных отключений потребителей;
- уменьшение стоимости аварийно-восстановительных работ и затрат на текущий ремонт электротехнического оборудования, повреждаемого при замыканиях на землю;
- снижение вероятности несрабатывания релейных защит при повреждениях элементов сети.

Как итог, это приведет к повышению энергоэффективности и надежности электроснабжения потребителей.

2. Снижение уровня и продолжительности перенапряжений, что обеспечит:

- повышение срока службы изоляции;
- снижение вероятности пробоя изоляции на неповрежденных присоединениях;
- снижение риска феррорезонансных явлений и, соответственно, повышение надежности работы измерительных трансформаторов напряжения.

3. Быстрое отключение линий и, соответственно, повышение электробезопасности, при выборе заземления через низкоомный резистор.

Мероприятия по оптимизации режима нейтрали должно разрабатываться с проведением технико-экономического обоснования и учетом различных вариантов реализации технического решения при проведении реконструкции, строительства электрических сетей 6(10) кВ.

Показатели эффективности оптимизации режимов нейтрали в денежном выражении, такие как снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии, снижение затрат на ремонты электрооборудования могут быть рассчитаны для каждого возможного варианта только конкретной электрической сети с учетом электрических схем, подключенных потребителей, условий обслуживания (эксплуатации).

В расчетах стоимости аварийно-восстановительных работ при возникновении ОЗЗ в сетях 6(10) кВ при существующих режимах нейтрали и планируемых рекомендуется использовать методика, приведенную в [2].

При проведении технико-экономического обоснования мероприятий по оптимизации режима нейтрали рассчитываются капитальные вложения на заземление нейтрали сетей, включающие:

- проектирование;
- электрооборудование в составе: ДГР или резистор, трансформаторы для включения ДГР или резистора, трансформаторы тока для нейтрали и всех отходящих линий, оборудование релейной защиты и автоматики и др.;
- монтаж ячейки для электрооборудования;
- монтаж третьего трансформатора тока (если отсутствует трансформатор тока нулевой последовательности) на каждой из отходящих линий напряжением 6 (10) кВ;
- монтаж и наладка устройств релейной защиты и автоматики.

С учетом вышеизложенного по методическим указаниям [2] проводится технико-экономическое обоснование необходимости использования системы заземления нейтрали сетей 6(10) кВ и выбор ее оптимальной конфигурации.

Для электрических сетей 6(10) кВ, подключенных к сборным шинам трех ПС 110 кВ Смоленскэнерго, был проведен анализ информации оперативных документов по эксплуатации электрических сетей в части описания состояния и режимов работы сетей, по причинам и последствиям технологических нарушений при ОЗЗ, вводам и объектам поврежденного электрооборудования. статистики по ОЗЗ. В результате анализа получены значения снижения недоотпуска электроэнергии при переходе сетей с изолированной нейтрали на компенсированную нейтраль. Рассчитано также снижение ущерба от

недоотпуска электроэнергии при таком переходе.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии (оценка экономических последствий) оценивался по агрегированным (укрупненным) значениям удельных ущербов [3]. Агрегированное значение удельного ущерба при оценке надежности распределительных сетей составляет 99 руб./кВт·ч в ценах 2018 г.

Суммарное снижение недоотпуска электроэнергии составило 7324 кВт·ч в год, а ущерба от недоотпуска - 836,53 тыс. руб.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии для ПС можно считать оценкой только минимально возможного экономического эффекта из-за отсутствия перехода ОЗЗ в междуфазные КЗ при выборе компенсированного режима нейтрали в сетях 6(10) кВ. Полученные значения ущербов по ПС могут быть использованы при планировании очередности проведения мероприятий компенсации.

Дополнительно эффективность перехода работы сетей 6(10) кВ к режиму с компенсированной нейтралью может характеризоваться снижением количества ОЗЗ, перешедших в междуфазные замыкания. В результате анализа статистической информации по характеристикам режимов ОЗЗ для восьми ПС 110 кВ Смоленскэнерго, на которых были установлены дугогасящие реакторы (ДГР), такое снижение составило (75-94) % в зависимости от типа применяемой системы «ДГР + автоматика управления».

Литература

1. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ) / Главгосэнергонадзор России. – М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. – 610 с.
2. Правила предотвращения и ликвидации последствий аварий на электросетевых объектах ПАО ФСК ЕЭС (в редакции 01.01.2021). «Методика расчета стоимости работ по предотвращению и ликвидации последствий аварий на электросетевых объектах ДО, выполняемых силами других ДО».
3. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.01.271-2019. Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований. Дата введения: 24.07.2019.

*Е.С. Андреев, к.т.н., доц.; А.О. Мартынов; В.О. Захаров; И.С. Кинденкова
(филиал ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ ПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ В СИСТЕМЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В условиях роста популярности дистанционного образования и недоступности проведения множества опытов в лабораторных условиях, а также более подробного изучения работы оборудования, возникает необходимость введения лабораторных работ на компьютере. Для данной задачи подходит среда динамического моделирования технических систем SimInTech.

Для исследования режимов работы основного оборудования разработана имитационная модель электрической станции. Приняты типовая схема выдачи мощности с энергоблоком 300 МВт и типовым составом электрооборудования. Энергоблок состоит из следующего оборудования: турбогенератора, генераторного выключателя и блочного трансформатора, подключённого к распределительному устройству (РУ) напряжением 220 кВ, через которое обеспечивается

выдача мощности в энергосистему по двум линиям электропередачи (ЛЭП). Также имеется автотрансформаторная связь с РУ 110 кВ. Сами РУ 110 и 220 кВ выполнены по схеме «две рабочие системы сборных шин». Рабочий трансформатор собственных нужд (ТСН) подключён в развилку между блочным трансформатором и генераторным выключателем. Резервный ТСН подключён к РУ 110 кВ. От РУ 110 кВ питается местная нагрузка по двум ЛЭП.

Схема смоделированного РУ собственных нужд (СН) энергоблока показана на рисунке 1. На каждой секции шин СН присутствует 12 присоединений. Основной состав нагрузки СН энергоблока приведен в таблице 1.



Рисунок 1. Схема электроснабжения собственных нужд.

Таблица 1. Состав нагрузки собственных нужд.

Наименование механизма	Тип АД	Количество	Количество по секциям	
			ШСН1	ШСН2
Питательный электронасос	4АЗМ-8000/6000	1	1	-
Подъемный насос эжектора	ДАЗО4-450Х-4У1	2	1	1
Сливной насос	АВ-113-4	2	1	1
Бустерный насос	2АЗМ-500/6000	2	1	1
Конденсатный насос	А-12-41-4	2	1	1
Циркуляционный насос	АВ-16/31-12	2	1	1
Дутьевой вентилятор	ДАЗО-15-69-8/10	4	1	3
ТСН	-	2	1	1
ТСН (общестанционный)	-	2	1	1

Электроприемники (ЭП) напряжением 6 кВ моделируются индивидуально, в то время как ЭП напряжением 0,4 кВ представлены как эквивалентная нагрузка. Это связано с тем, что асинхронные двигатели напряжением 6 кВ существенно влияют на процессы в электрической части энергоблока.

В имитационной модели есть возможность переключения режимов работы наименьших или наибольших нагрузок, а также выбора значения частоты в системе. Данные опции осуществляются отдельным блоком управления асинхронными двигателями (АС).

С помощью созданной модели можно проанализировать прямой пуск электродвигателей (ЭД) системы СН тепловой электростанции при подключении её к сети. При этом исследуются переходные процессы при пусках двигателей разной мощности. Рекомендуется начинать запуск с маломощных АД, постепенно переходя к более мощным. Это связано с тем, что при запуске двигателей в питающей сети возникает бросок тока, который может вызвать настолько значительное падение напряжения, что в свою очередь может привести к остановке других работающих двигателей.

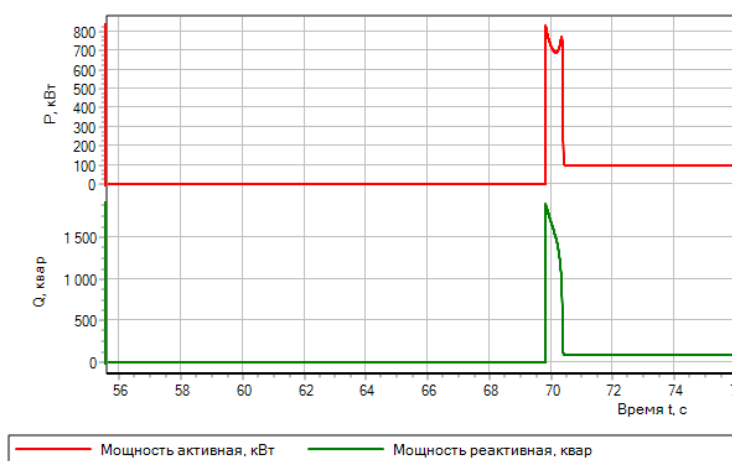


Рисунок 2. Активная и реактивная мощности при пуске двигателя меньшей мощности

Показания полученных измерений для маломощных двигателей представлены на рисунке 2 и рисунке 3. На основании этих результатов можно сделать вывод об увеличении активной и реактивной мощности, а исходя из полученных результатов видно, что в момент пуска двигателя значительно увеличиваются активная и реактивная мощности, ток статора, частота вращения и электромагнитный момент, а напряжение резко падает.

После включения всей нагрузки на секции производится пуск самого мощного двигателя, который отличается от остальных по мощности в несколько раз.

Из графиков представленных на рисунке 4 и рисунке 5 видно, что происходит сильная просадка напряжения на секции до 4,5 кВ, что приводит к снижению электромагнитного момента в два раза и «зависанию» АД на пониженной частоте. Такой режим сопровождается достаточно большим током и потреблением реактивной мощности. Исходя из полученных данных видно, насколько отличается пуск малоинерционного двигателя от пуска самого большого по мощности.

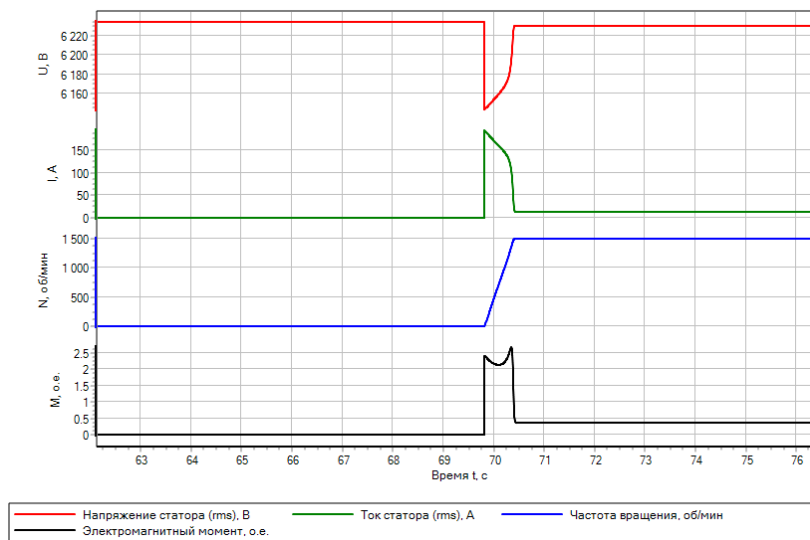


Рисунок 3. Изменение параметров при пуске двигателя меньшей мощности

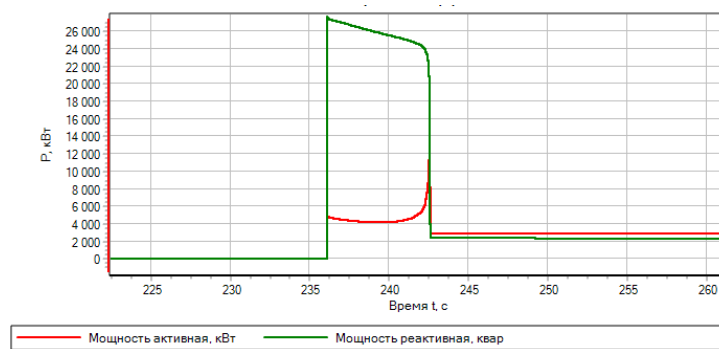


Рисунок 4. График изменения мощности при пуске 4А3М

Данная модель позволяет также оценить влияние очереди пусков (от наименьшего АД к наибольшему по мощности), влияние пуска двигателей на нагрузку.

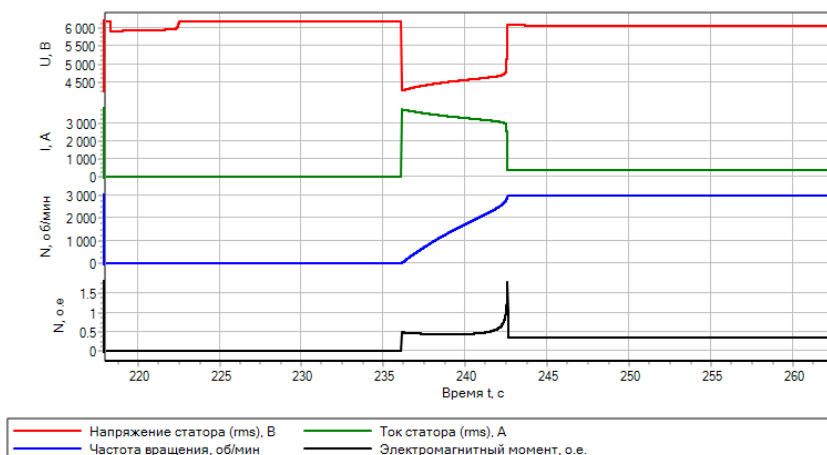


Рисунок 5. Изменение параметров при пуске 4А3М

Сама по себе разработанная модель интуитивно проста и понятна. При разработке модели энергоблока станции применена концепция комплексной

модели. Разные подсистемы моделировались в различных проектах и связаны между собой базой данных сигналов.

Созданная модель имеет следующие функции:

1. Выбор режима нагрузок;
2. Установка значения частоты;
3. Пуск отдельных двигателей;
4. Наблюдение за изменением показаний;
5. Запись технических параметров для каждого двигателя.

Создание различных имитационных моделей разных типов даёт возможность подробно исследовать различное оборудование и получать экспериментальные данные, которые значительно приближены к реальным значениям. На данный момент моделирование не в состоянии полностью заменить реальные эксперименты, однако оно может являться отличным дополнением к уже существующей системе обучения.

Литература

1. СТО 56947007-25.040.70.101-2011 Правила графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пос. для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Справочник по проектированию электрических сетей/под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012. 376 с.
4. ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия.
5. ГОСТ 12965-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия.

*Л.В. Вайтеленок, ст. пр., А.И. Ковалев, студ.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ И СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора оборудования и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и так далее) на электродинамическую и термическую стойкость, определения параметров срабатывания защитных устройств (установок) и проверки их чувствительности, а также для реализации алгоритмов определения места повреждения на линиях электропередачи. Именно поэтому такие параметры, как качество электроэнергии, пропускная способность сети, надежность энергосистемы и экономичность ее работы, зависят от грамотного учета переходных процессов.

Однако, при усложнении конфигурации схемы сети значительно увеличивается трудоемкость производимых расчетов, что определяет необходимость использования специализированных программных комплексов для нахождения токов короткого замыкания в энергосистеме.

Не менее важным является оптимальный выбор программы из представленного многообразия, которая бы удовлетворяла тем целям и задачам, что стоят перед человеком.

В данной работе проводится сравнительный анализ таких программ для расчета токов короткого замыкания, как «RastrKZ», «Лаборатория РЗА» и «SimInTech». В качестве объекта исследования выбрана схема выдачи электроэнергии тепловой электростанцией в сеть 110 кВ (рис. 1).

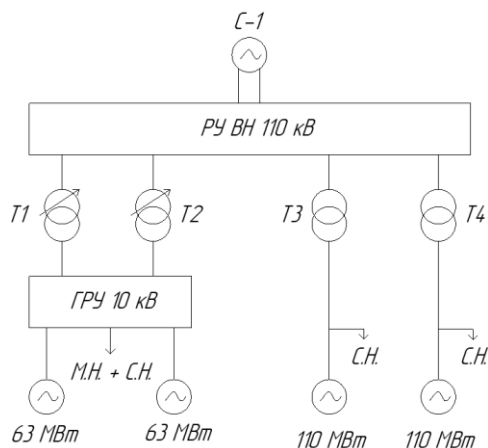


Рисунок 1 – Структурная схема ТЭЦ

На ТЭЦ установлено 2 пары генераторов мощностью 63 и 110 МВт. Сопротивления генераторов соответственно равны 0,136 и 0,189 о.е. Напряжение на выводах генераторов составляет 10,5 кВ. Связь с системой осуществляется двумя линиями электропередачи длиной 55 км. Мощность системы – 2200 МВА; сопротивление системы равно 0,8 о.е. Для связи двух напряжений установлены трансформаторы Т1 и Т2 марки ТРДН – 40000/110, и Т3, Т4 - ТДЦ – 125000/110. На ГРУ установлен токоограничивающий реактор РТОС-10-3150-0,35 УЗ.

Рассмотрим программный комплекс (ПК) «RastrKZ», предназначенный для расчета периодической составляющей тока коротких замыканий и несимметричных режимов. За расчетную точку примем шины РУ ВН 110 кВ.

Как и в ПК «RastWin», исходные данные представляются в виде таблиц [1]. Для начала расчетов необходимо составить схему замещения исследуемой сети и пронумеровать все узлы (рис. 2). Так как все расчеты в ПК «RastrKZ» выполняются в именованных единицах, то и параметры схемы замещения необходимо пересчитать в именованные единицы. Все исходные данные заносятся в шаблон «динамика.rst».

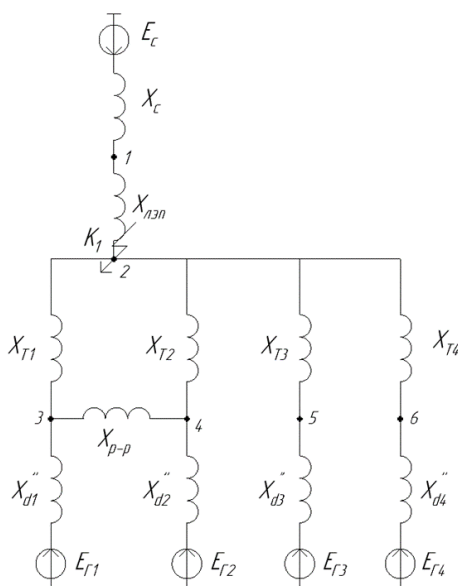


Рисунок 2 – Схема замещения исследуемой сети

Далее заполняются все необходимые таблицы во вкладке «Несимметрия»: «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим», «Состав/Несим» (рис.3).

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1	генератор 1	3	0,004	0,190		0,190		0,190	10,500
2		2	генератор 2	4	0,004	0,190		0,190		0,190	10,500
3		3	генератор 3	5	0,002	0,152		0,152		0,152	10,500
4		4	генератор 4	6	0,002	0,152		0,152		0,152	10,500
5		5	система	1		0,040		0,040		0,040	10,000

Рисунок 3 – Задание параметров генераторов в ПК RastrKZ

Расчет запускается по нажатию на кнопку с молнией и с «№1» в таблице «Состав/Несим».

Далее для расчета токов КЗ в исследуемой сети рассмотрим облачный сервис «Лаборатория РЗА», который является частью сервиса для выполнения расчетов установившихся и переходных процессов и анализа ЭЭС[2].

Для создания модели электрической сети необходимо разместить в поле редактора графические элементы и соединить их. Моделирование короткого замыкания возможно при помощи «Коммутационного элемента» «Узел КЗ» или заданием параметров короткого замыкания в соответствующем элементе (рис.4).

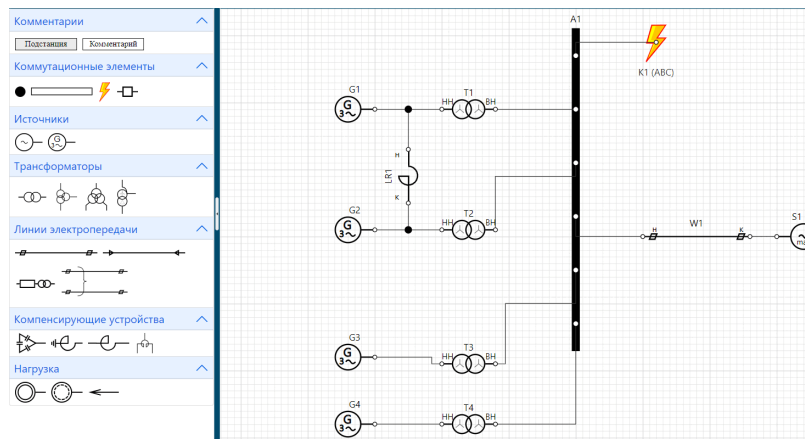


Рисунок 4 – Модель исследуемой сети в облачном сервисе «Лаборатория РЗА»

Задание параметров производится в меню каждого элемента. Важно отметить, что в данном случае у пользователя есть возможность задать параметры элемента как уже рассчитанными вручную, так и исходными каталожными данными, которые потом автоматически пересчитываются в расчетные (рис.5).

Паспортные параметры:

Марка

Параметр	Значение	Ед.изм.
$U_{ном}$	10,5	кВ
ψ		°
$S_{ном}$	78,75	МВА
$\cos(\varphi)_{ном}$	0,8	-
X_d^{**}	0,136	о.е.
X_2^{**}	0,136	о.е.
$T_d^{(3)}$	0,16	сек.
Е принять равным $U_{ном}$	<input checked="" type="checkbox"/>	-

Расчетные параметры:

Параметр	Значение	Ед.изм.
E^*	10,5	кВ
ψ^*	0	°
R_1^*	0,0037878876	Ом
X_1^*	0,1904	Ом
R_2^*	0,0037878876	Ом

Рисунок 5 – Задание параметров генератора в облачном сервисе «Лаборатория РЗА»

Рассмотрим реализацию расчета токов короткого замыкания исследуемой схемы в среде «SimInTech» [3]. Модель сети создается при помощи блоков, которые расположены в различных библиотеках. Для моделирования переходных процессов необходимо воспользоваться библиотекой «ЭЦ – Динамика» (рис.6,7).

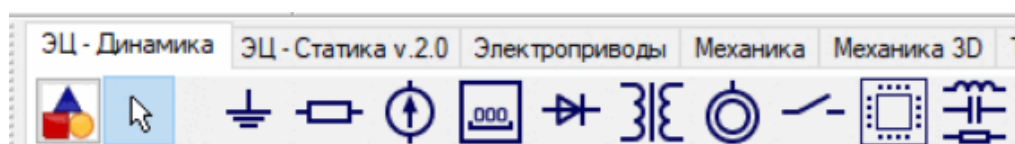


Рисунок 6 – Библиотека «ЭЦ – Динамика» в «SimInTech»

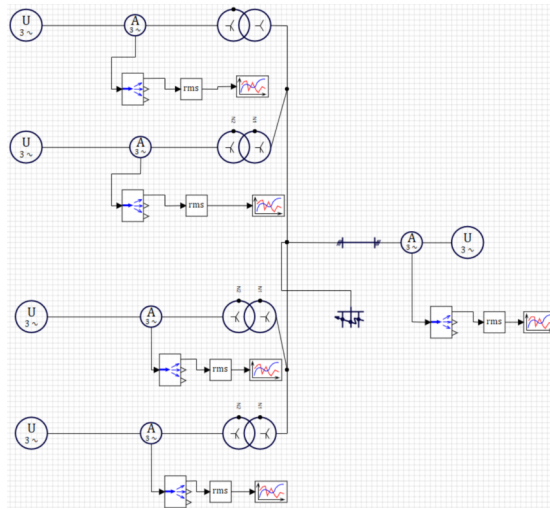


Рисунок 7 – Модель исследуемой сети в «SimInTech»

Так же, как и в облачном сервисе «Лаборатория РЗА», в «SimInTech» для задания параметров необходимо дважды нажать на соответствующий элемент модели. Однако, в данном случае настройка является более сложной и гибкой.

Свойства: ас_УЗр66

Свойства Общие Порты Визуальные слои

Название	Имя	Формула	Значение
Напряжение (линейное, rms), В	U		10500
Частота, Гц	f		50
Угол фазы A, эл.гр.	fi		0
Сопrotивление источника			
Вид цепи сопротивления исто...	TypeOfCircuit		R-L
Индуктивность, Гн	L		0.0006059263114
Активное сопротивление, Ом	R		0.003787075796
Дополнительные параметры			
Расчет сопротивлений источника			
Базисное напряжение (линей...	Ub	self.U	10500
Базисная частота, Гц	fb	self.f	50
Ток 3-ф. короткого замыкания...	Izk		31840
Отношение X/R	X_R		50.265
Расчетное активное сопротив...	R_		0.003787075796
Расчетное индуктивное сопро...	X_		0.1903573649
Расчетная индуктивность, Гн	L_		0.0006059263114
Расчетная мощность коротког...	Skz		579059.226
Расчитать параметры	CalcPar		0
Записать расчетные параметр...	SavePar		0

Рисунок 8 – Задание параметров генератора в «SimInTech»

Также среда «SimInTech» позволяет в реальном времени наблюдать переходный процесс на соответствующем графике (рис.9).

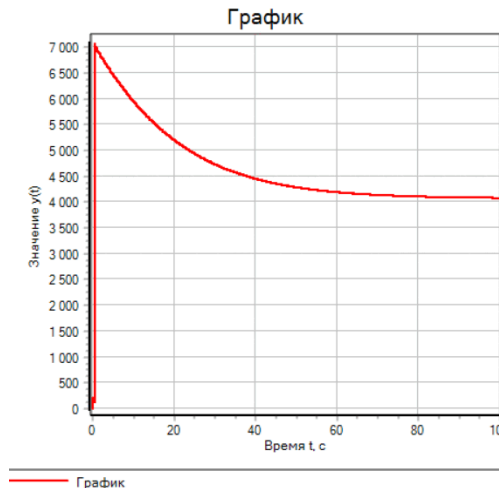


Рисунок 9 – График изменения тока от системы

В таблице 1 представлены результаты расчета токов короткого замыкания для исследуемой сети в рассматриваемых программах.

Таблица 1 – Сравнительная таблица результатов расчетов токов КЗ

Составляющие	RastrKZ, кА	Лаборатория РЗА, кА	SimInTech, кА
От генератора №1	12,651	12,634	12,250
От генератора №2	12,651	12,634	12,250
От генератора №3	24,743	24,829	24,06
От генератора №4	24,743	24,829	24,06
От системы	4,2	4,2	4,08

Отличия в расчетах, составляющих от генераторов в среде «SimInTech» обусловлено тем, что в данной среде учитывается падение напряжения на сопротивлении генератора. В сервисе «Лаборатория РЗА» такой учет также возможен, но при этом в нем пересчитывается и ЭДС генератора соответственно.

При работе с ПК «RastrKZ» были выделены следующие преимущества: достаточно большой функционал, стабильная работа. Недостатками же явились: малая наглядность, необходимость дополнительных ручных расчетов, большой риск допущения ошибки при росте количества узлов и ветвей расчетной схемы.

Более же удобной оказалась работа с облачным сервисом «Лаборатория РЗА» и средой «SimInTech» из-за следующих преимуществ: большая наглядность (как в процессе создания и редактирования модели, так и при выводе результатов расчетов); возможность использования каталожных данных при задании параметров элементов модели. В сервисе «Лаборатория РЗА» также возможно задание пакетного режима для единовременного расчета токов короткого замыкания в различных точках или в различных режимах, например, при ремонте какого-либо оборудования.

Ввиду вышеизложенного, в рамках базового учебного проектирования наиболее рациональным при расчете токов короткого замыкания является использование облачного сервиса «Лаборатория РЗА». Однако, при необходимости моделирования более сложных процессов и их глубокого анализа оптимальным станет использование ПО SimInTech.

Литература

1. Помощь к ПК RastrKZ. [Электронный ресурс]. URL: https://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrKZ.pdf (дата обращения 20.09.2024)
2. Воробьева Е.А., Добрягина О.А., Лифшиц А.С, Расчеты токов короткого замыкания при проектировании дистанционных и токовых защит ЛЭП в облачном сервисе «Лаборатория РЗА»: Учебное пособие / ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2023. -76 с.
3. Введение в работу с программным обеспечением «Среда динамического моделирования технических систем «SimInTech». Руководство по работе с библиотекой «ЭЦ-Динамика» [Электронный ресурс]. URL: https://help.simintech.ru/oxy_ex-1/webhelp_docs/SIT_SimInTech_ECD.pdf (дата обращения 22.09.2024)

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ

Потери электроэнергии являются неизбежной частью процесса передачи энергии потребителям, но задачи по их сокращению и сегодня не теряют своей актуальности. Так одним из целевых показателей Энергетической стратегии России до 2035 года является снижение потерь при транспортировке энергии до 7,3% [1]. В настоящее время общий уровень потерь в ПАО «Россети» составляет около 8,6-8,7% [2]. Динамика изменения данного показателя представлена в таблице 1 [3].

Таблица 1. Показатели передачи и потерь электроэнергии в сети ПАО «Россети» в 2019-2024 гг

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024п
Объем услуг по передаче э/энергии, млрд кВт·ч	765,0	734,1	791,5	789,7	799,1	807,5
Изменения,%	0,5	-4,0	7,8	-0,2	1,2	1,1
Потери э/энергии в сети, млрд кВт·ч	71,8	69,4	74,5	75,1	75,6	75,6
Изменения,%	-4,0	-3,3	7,3	0,8	0,7	0,0
Уровень потерь э/энергии, %	8,58	8,64	8,60	8,69	8,65	8,56

За последние 5 лет уровень потерь электроэнергии не превысил показатель в 75,6 млрд.кВт·ч в год. Увеличение абсолютных потерь объясняется в целом положительной динамикой показателя передачи электроэнергии: если в 2019 году объем услуг по передаче составлял 765,0 млрд. кВт·ч, то к 2023 году он вырос до 799,1 млрд. кВт·ч и по плану 2024 года достигнет показателя в 807,5 млрд. кВт·ч. Значительного снижения относительных потерь в 2019 году на 4,0 и в 2020 г 3,3 процентных пункта удалось достичь за счет реализации комплекса технических и организационных мероприятий. В их числе - своевременная реконструкция и ремонт энергообъектов, установка устройств компенсации реактивной мощности, замена старого энергооборудования на энергоэффективное. При этом следует учитывать, что для определения наиболее эффективного мероприятия, а также для более точного учета потерь как для действующих объектов, так и на этапе их проектирования (в том числе учебного), требуется выполнять расчет потерь электроэнергии для различных вариаций влияющих факторов, таких как длина проводов, изменяющаяся нагрузка, сопротивление и др. Специализированные программы значительно облегчают этот процесс, предоставляя удобный интерфейс для ввода данных, автоматизированные расчеты и визуализацию результатов, что позволяет сэкономить время и получить точные данные.

Для указанных целей существуют такие программы, как:

- MATLAB/Simulink с использованием дополнительных пакетов, например, Simscape Electrical позволяет моделировать электрические системы и рассчитывать потери;
- OpenDSS (Open Distribution System Simulator) - это бесплатный инструмент, используемый для симуляции распределительных сетей и анализа потерь энергии и мощности;
- PowerWorld Simulator - мощный программный инструмент для моделирования и анализа электрических сетей. Можно использовать для изучения потерь электроэнергии и мощности.

Однако указанные программы и программные комплексы иностранные, что является существенным недостатком. Российские программные обеспечения, такие как РТП-3 и EnergyCS, предоставляются только в платном доступе, а программный комплекс «RastrWin» с возможностью предоставления студенческой лицензией позволяет рассчитывать только потери мощности для определенной заданной нагрузки. При необходимости расчета для изменяющейся нагрузки, например, в течение суток, требуется создание и расчета 24 режимов. При этом повышается вероятность возникновения ошибок при задании исходных для расчета данных. Ввиду этого актуальным является разработка модели, позволяющей автоматически рассчитывать потери электроэнергии в электрической сети при изменяющейся нагрузке.

Данная работа является первым этапом по разработке такой модели. В качестве среды для создания модели была выбрана отечественная программа «SimInTech» [4], производители которой бесплатно предоставляют студенческие лицензии. Разработка модели представлена в данной работе для упрощенной сети напряжением 110 кВ, состоящей из источника, линии электропередачи, силовых трансформаторов и нагрузки (рис.1). Моделирование данной сети выполнено с использованием блоков «ЭЦ-Статика v. 2.0», поскольку для данной задачи не требуется учет переходных режимов.

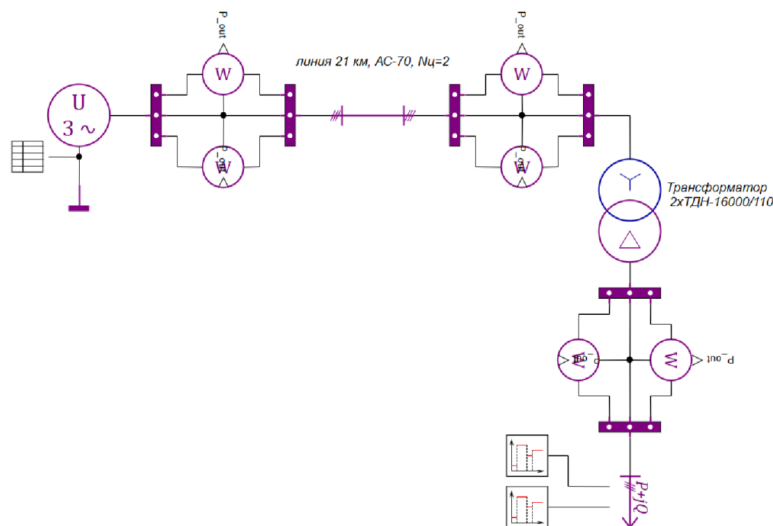


Рис. 1 – Модель электрической сети

В модели наличие двух цепей линии учтено при задании ее свойств. Также принималось, что два трансформатора работают с одинаковой нагрузкой, поэтому в модели представлен один трансформатор с эквивалентными параметрами.

Для возможности учета переменной нагрузки в модели она была задана как управляемая от входных портов, на которые подается сигнал от графиков, представляющих изменение активной и реактивной мощности. Данные сигналы задаются массивом временных интервалов (для упрощения интервал принят равным 4 ч) и соответствующим значением массива значений – мощностей в Вт (рис.2).

Свойства : PolyStep_source10

Свойства			
Общие			
Порты			
Визуальные слои			
Название ▲	Имя	Формула	Значение
Массив временных интервалов	t		[[4 , 4 , 4 , 4 , 4 , 4]]
Массив значений	y	[[7.6 , 15...	[[7600000 , 15200000 , 1...

Рис. 2 – Задание сигнала графика нагрузки по активной мощности

Следует отметить, что рассматриваемая среда моделирования выполняет расчет на время, указанное в настройках в секундах, а время, затрачиваемое на решение, напрямую зависит от конечного времени расчета. Поэтому для минимизации данного параметра в модели принято, что 1 секунда времени по модели соответствует 1 часу времени по графику нагрузки.

Для расчета потерь в электрическую схему включены блоки «Мультиметров». Для правильного учета мощности как со стороны обмотки трансформатора, соединенной в звезду, так и со стороны обмотки в треугольник, в каждой точке учета (в начале и конце линии, на НН трансформатора) используется два мультиметра, соединенные по схеме Арона.

Показатели мощности с мультиметров используются в расчете потерь мощности, заданном расчетными выражениями в скрипте программы (рис. 3).

Правка Поиск Расчёт Справка Инструменты

```

1
Pn1=(P1.P_out+P2.P_out)*10^(-3) //мощность в начале линии
Pk1=(P3.P_out+P4.P_out)*10^(-3) //мощность в конце линии
Pkt=(P5.P_out+P6.P_out)*10^(-3) //мощность на НН трансформатора
deltaP1=Pn1-Pk1 //потери мощности в линии
deltaPt=Pkt-Pk1 //потери мощности в трансформаторе

```

Рис. 3 – Скрипт расчета потерь мощности

Для получения потерь электроэнергии выполняется интегрирование полученных из скрипта потерь мощности с помощью блока «Интегрирования» в

главном окне модели. Полученные результаты выводятся как в виде графиков, так и в численном виде (рис. 4, 5).

Для верификации модели полученные результаты сравнивались с результатами ручного расчета. При этом для ручного расчета принималось напряжение на линии равное номинальному напряжению сети 110 кВ, а на обмотке ВН трансформатора – 115 кВ. Согласно ручному расчету потери в линии равны 1,967 МВт·ч, а в трансформаторе – 1,721 МВт·ч.



Рис. 4 – Вычисление потерь электроэнергии и результаты в модели

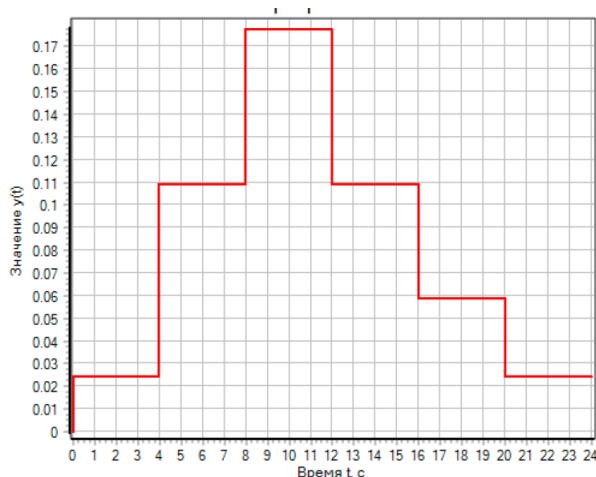


Рис. 5 – Потери мощности в линии по модели

Различие в результатах не превышает 3%, что свидетельствует об адекватности разработанной модели. Указанное различие обусловлено следующими факторами. Во-первых, принятые при ручном расчете напряжения не соответствуют рассчитанным в модели и реальному отличию напряжений в различных точках сети от номинального. Во-вторых, при ручном расчете для линии учитывались только нагрузочные потери, программа же также учитывает потери на корону при задании активной проводимости. В-третьих, при ручном расчете нагрузка на линии принималась без учета мощности на потери в трансформаторе.

Таким образом, разработанная модель позволяет учитывать даже те факторы, которые трудно использовать при ручном расчете. Также следует отметить, что расширение и усложнение исследуемой сети не изменяет основных принципов расчета и требует только добавления мультиметров в схему модели и соответствующего выражения по расчету потерь мощности в скрипт. Дальнейшие разработки в данной области будут направлены на возможность раздельного учета потерь в зависимости от их характера.

Литература

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года» СПС «Гарант»: Режи доступа <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/>
2. Официальный сайт ПАО Россети: Режим доступа - <https://rosseti20.downstream.ru/?ru/44-operating-activities>; https://www.rosseti.ru/upload/iblock/a82/78izowc8ubpcf62nbsaanq21p70odv77/AR2023_RUS_book_26_06_itogo.pdf.
3. Официальный сайт ПАО Россети: <https://rosseti20.downstream.ru/?ru/44-operating-activities>; https://www.rosseti.ru/upload/iblock/a82/78izowc8ubpcf62nbsaanq21p70odv77/AR2023_RUS_book_26_06_itogo.pdf.
4. Справочная система SimInTech^ [Справочная система SimInTech \(v24.09.2024\)](#).

*Л.В. Вайтеленко, асп.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АЛГОРИТМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЗНАЧЕНИЯ ТОКА ДЛЯ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ С ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ

Наиболее распространенным видом релейных защит (РЗ) являются токовые защиты, реагирующие на изменение величины тока по отношению к уставке. В зависимости от элементной базы РЗ данные защиты могут контролировать мгновенное, среднее или действующее значение тока. Для современных цифровых защит наиболее характерным является использование в качестве информационного параметра действующего значения тока промышленной частоты I_{50} .

В общем виде в первичном токе $i(t)$ могут содержаться также составляющие других частот, а также аperiodическая составляющая, возникающая при коротких замыканиях или коммутациях. Для выделения из полного тока $i(t)$ составляющей I_{50} могут использоваться методы как аналоговой, так и цифровой фильтрации, а также различные алгоритмы вычисления I_{50} по мгновенным значениям $i(t)$ [1].

Источником информации о мгновенных значениях тока в защищаемой электроустановке для РЗ чаще всего являются измерительные трансформаторы тока (ТТ). Электромагнитные ТТ имеют большие массогабаритные показатели, а также подвержены насыщению магнитопровода, из-за чего их погрешности в переходных режимах могут приводить к неправильной работе РЗ [2]. Поэтому в настоящее время актуальным является рассмотрение вопросов применения вместо ТТ других источников информации о первичных токах, например, диф-

ференцирующих измерительных преобразователей тока (ИПТ), таких как магнитные трансформаторы тока (МТТ).

Обмотка или обмотки данных ИПТ не имеют гальванической связи с первичной цепью, в связи с чем для них требуется изоляция значительно меньшего класса напряжения, чем для ТТ [3]. Но в то же время за счет наличия магнитной связи в обмотках ИПТ индуцируется напряжение, которое пропорционально производной первичного тока:

$$u(t)_{ИПТ} = -M \frac{di(t)}{dt}, \quad (1)$$

где M - коэффициент взаимной индукции ИПТ и первичной цепи.

При подключении МТТ к устройству защиты входным сигналом РЗ будет вторичное напряжение $u_2(t)$, которое отличается от величины (1) за счет падения напряжения при протекании вторичного тока ИПТ $i_2(t)$ на сопротивлении R , представляющим собой эквивалентное сопротивление обмоток МТТ, измерительных кабелей, а также входного сопротивления устройства защиты:

$$u_2(t) = i_2(t)R - u(t)_{ИПТ}. \quad (2)$$

Для функционирования токовой защиты при этом в существующих устройствах используют либо интегрирование входного напряжения [4], либо формирование логики и уставок защиты по напряжению, пропорциональных производной первичного тока [5].

Основными недостатками первого решения являются значительное усложнение аппаратной части защиты, появление задержки на интегрирование, а также погрешности восстановления первичного сигнала. Использование второго способа приводит к необходимости дополнительных расчетов по переводу токовых уставок в уставки по напряжению. Также при таком переводе возможно появление значительных погрешностей расчета, связанных с тем, что коэффициент преобразования (масштабирования) тока в напряжение МТТ k_{IU} принимается постоянным. Однако, как показывают проведенные исследования [4], даже для преобразователей с разомкнутым магнитопроводом за счет нелинейности характеристики намагничивания значение данного коэффициента зависит от величины первичного тока.

Решением, исключающим недостатки двух вышеуказанных способов, является вычисление напрямую действующего значения I_{50} без дополнительного интегрирования мгновенного значения входного напряжения $u_2(t)$ с помощью алгоритмов цифровой обработки сигналов.

Данное решение следует из того, что в напряжении $u(t)_{ИПТ}$ составляющую промышленной частоты можно определить как:

$$u_{50}(t)_{ИПТ} = -M \frac{di_{50}(t)}{dt} = -\omega_{50} M \cdot I_{m\ 50} \cdot \cos(\omega_{50}t + \varphi_{50}) = -\omega_{50} M \cdot \sqrt{2} I_{50} \cdot \cos(\omega_{50}t + \varphi_{50}), \quad (3)$$

где $i_{50}(t)$ - мгновенное значение первичного тока промышленной частоты; ω_{50} - угловая частота; $I_{m\ 50}$ - амплитуда тока промышленной частоты; φ_{50} - фазовый угол тока.

В соответствии с (3) действующее значение индуцируемого напряжения в ИПТ U_{50} промышленной частоты будет прямо пропорционально действующему значению I_{50} . Зная коэффициент $k_{I/U}$, значение которого обратно пропорционально множителям $\omega_{50}M$ в (3), можно вычислить I_{50} без интегрирования простыми математическими операциями. Значение коэффициента $k_{I/U}$, как было сказано выше, может отличаться для токов нормального и аварийного режима. Чтобы учесть данный факт, в защите в качестве уставки может быть задана зависимость $k_{I/U}$ от величины U_{50} , полученная при проведении экспериментов или по данным изготовителя ИПТ. Схема предлагаемого алгоритма представлена на рис. 1.

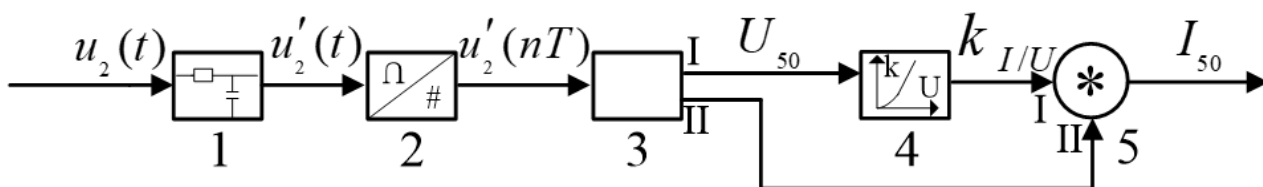


Рис. 1- Структурная схема алгоритма восстановления I_{50}

Напряжение $u_2(t)$, поступающее от МТТ, в устройстве РЗ проходит аналоговую фильтрацию (блок 1) от высших гармоник и аналого-цифровое преобразование (блок 2) для получения выборок мгновенных значений вторичного напряжения. По выборкам с помощью средств цифровой фильтрации, например, по алгоритму Фурье в блоке 3 вычисляется действующее значение напряжения промышленной частоты U_{50} . По найденному значению U_{50} и заданной зависимости $k_{I/U} = f(U_{50})$ (блок 4) защита вычисляет значение коэффициента $k_{I/U}$ и использует его для нахождения I_{50} как:

$$I_{50} = U_{50} \cdot k_{I/U} \quad (4)$$

Вычисленное значение I_{50} может непосредственно использоваться в токовых защитах, как и для традиционных защит с электромагнитными ТТ. Уставки для данной защиты также могут задаваться как токовые уставки.

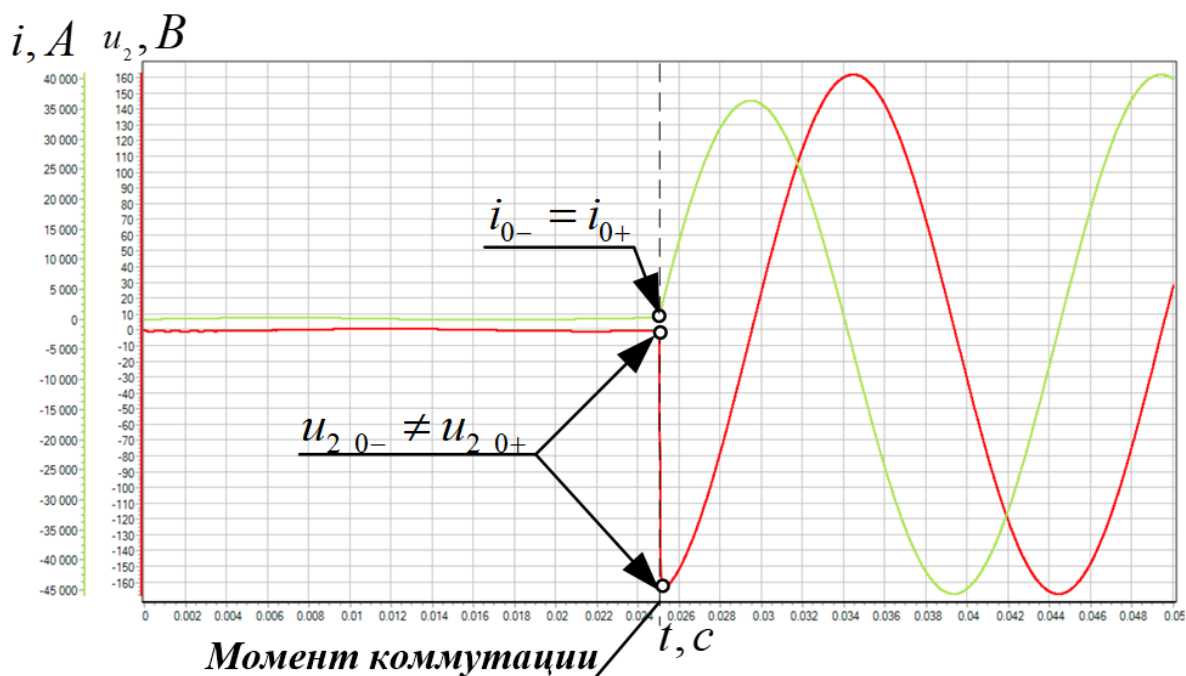


Рис. 2 – Пример осциллограммы переходного режима

Следует отметить, что операции, производимые в блоках 1-3, являются стандартными для цифровых РЗ, тем самым дополнительных временных задержек в данном алгоритме при этом не образуется. В блоках 4,5 реализуются простые арифметические операции, время выполнения которых значительно меньше периода дискретизации между двумя выборками.

Замедление в вычислении I_{50} по сравнению с традиционными токовыми защитами может присутствовать только в переходном режиме в первичной цепи. Это связано с тем, что поскольку $u_2(t)$ пропорционально производной тока, в момент короткого замыкания или коммутации происходит скачкообразное изменение напряжения на входе защиты, в отличие от первичного тока, для которого значение до и после коммутации одинаково (рис. 2).

Поэтому в традиционных токовых РЗ выборка $i(t)$, соответствующая моменту коммутации, уже несет в себе информацию о новом действующем значении I_{50} . При использовании МТТ данную информацию будет нести только следующая за моментом коммутации выборка, вследствие чего и вычисление I_{50} будет также задержано на один период дискретизации. Однако следует отметить и обратную сторону данной особенности сигнала переходного процесса при использовании МТТ: за счет значительно быстрого роста производной тока по сравнению с изменением самого первичного тока для цифровых РЗ, которые используют алгоритмы вычисления действующего значения путем суммирования выборок (например, алгоритм Фурье, двух выборок), защита с МТТ «накопит» необходимый для срабатывания сигнал раньше, чем токовая защита. Разница между скоростью срабатывания при этом будет зависеть как от вида алгоритма, так и от принятого периода дискретизации сигнала.

Данное обстоятельство позволяет положительно оценивать перспективу использования предлагаемого решения для повышения эффективности работы токовых защит.

Исследование проводится при поддержке Фонда содействия инновациям по программе УМНИК в рамках договора №17353ГУ/2022 от 18.04.2022.

Литература

1. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита.–М.: Энергоатомиздат, 2007.549 с.
2. Кужеков С.Л., Дегтярев А.А., Сербиновский Б.Б. О требованиях к трансформаторам тока и устройствам релейной защиты в переходных режимах при наличии апериодической составляющей в первичном токе// Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: IV межд. науч.-техн.конф. 3-7 июня 2013, Екатеринбург, 2013, - 8с.
3. Казанский В.Е. Измерительные преобразователи тока в релейной защите. - М.: Энергоатомиздат, 1988. -240 с.
4. Ковженкин В.С. Исследование дистанционных трансформаторов тока применительно к релейной защите линий напряжением 110-220 кВ: дисс. кандидата технических наук: 05.14.02. - Москва-Смоленск, 1997. - 185 с.
5. Кудрявцев А.А. Максимальная токовая защита с магнитными трансформаторами тока / А.А. Кудрявцев, А.П. Кузнецов, М.Н. Григорьев. – М: Энергоиздат, 1981. – 56 с.

*Т.И. Дубровская, вед. инженер, В.С. Ковженкин, к.т.н., доцент, Л.С. Певцова, ст. преп.
(Филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ВОПРОСЫ КОНТРОЛЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ОПОРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ

Опорные изоляторы используют как жесткую опору для электротехнических устройств или частей этих устройств, находящихся под разными электрическими потенциалами.

В процессе эксплуатации возможны случаи возникновения различных дефектов в изоляции опорных изоляторов. Развитие дефектов может привести к пробое изоляции и простою электротехнических устройств, изолирующих изоляторы как опоры.

В распределительных устройствах высокого напряжения имеется достаточное число опорных изоляторов, изоляцию которых необходимо периодически проверять на наличие дефектов. Целесообразно на каждый изолятор заводить паспорт, в котором должно быть представлено распределение потенциалов по изолятору в начале эксплуатации, а дальнейшем снимается кривая распределения потенциалов вдоль изолятора через определённые промежутки времени. Последующие кривые распределения потенциалов сравниваются с первоначальной. При наличии большого расхождения этих кривых делается вывод о наличии дефектов в изоляции данного изолятора. Срок службы изоляции зависит от воздействий на изоляцию температуры, механических нагрузок, электрического поля, агрессивных средств и т.д.

Кривую распределения потенциалов вдоль изолятора экспериментально можно построить, измеряя потенциал контактируя последовательно с каждым ребром изолятора, подключая измерительную цепь с помощью соответствующей

щей штанги. На рис. 1 представлена схема измерения потенциалов на ребрах изолятора контактным способом.

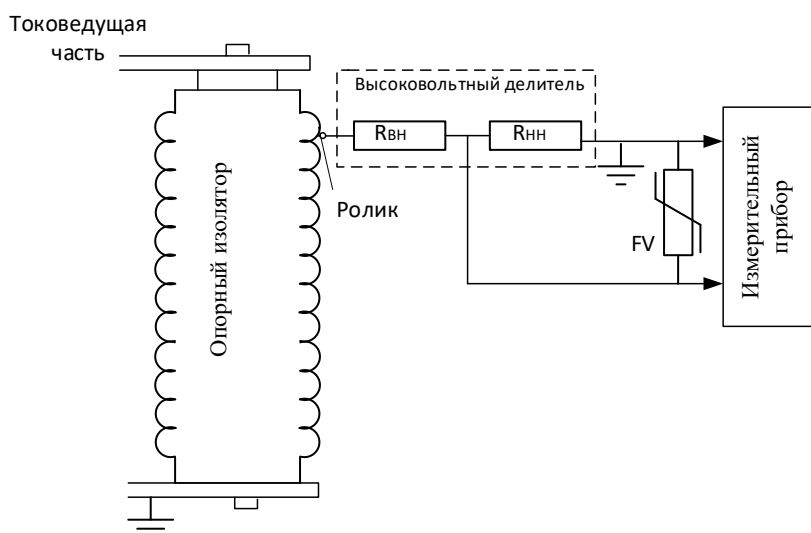


Рис.1 Схема измерения распределения потенциалов по опорному изолятору (контактный способ)

Имеется возможность измерения распределения потенциалов по изолятору без непосредственного контакта с изолятором. На рис. 2 представлена схема измерения потенциалов на ребрах изолятора бесконтактным способом.

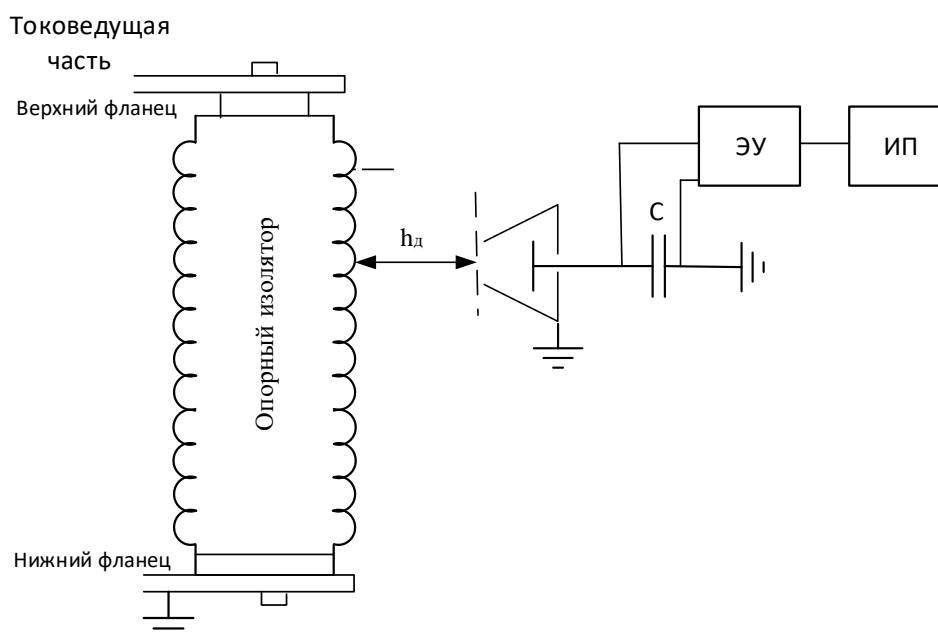


Рис. 2. Схема измерения распределения по опорному изолятору (бесконтактный способ)

При контактном способе производится измерение потенциала на каждом ребре изолятора путем подключения измерительной цепи при помощи специального ролика. Измерительная цепь представляет собой высоковольтный делитель, выполненный с использованием специальных резисторов или емкостей.

Измерения производятся на номинальном напряжении электроустановки, в которой используются опорные изоляторы.

Для защиты от перенапряжений на входе измерительного прибора установлен ОПН. Если используется резистивный делитель в измерительной цепи, то $R_{ВН}$ очень велико и выполняется последовательно соединенными высоковольтными резисторами, $R_{НН}$ – мало. Если используется емкостной делитель, то $C_{ВН}$ мала и выполнена последовательно соединенными высоковольтными конденсаторами, а $C_{НН}$ велика. Измеренный потенциал на ребрах изолятора определяется по следующему выражению:

$$\varphi = \frac{U_{пр}(R_{ВН}+R_{НН})}{R_{НН}},$$

где $U_{пр}$ – показания измерительного прибора.

При бесконтактном способе (рис.2) измерительный преобразователь устанавливается на безопасном по ПТБ расстоянии для реального напряжения, при котором работает изолятор и ориентируется нормально к ребру этого изолятора. Для номинального напряжения 220 кВ $U_{ф}=127$ кВ расстояние от поверхности изолятора до охранных поверхностей измерительного преобразователя $h_{д}$ должно быть не менее 1,8 м. Измерительный преобразователь состоит из датчика электрического поля и электрометрического усилителя. Данное изделие разработано, изготовлено и использовалось авторами для дистанционного измерения напряжения в электроустановках высокого напряжения. Для работы измерительного преобразователя нужен источник питания с напряжением $\pm 15В$.

Были проведены экспериментальные испытания на опорном изоляторе номинального напряжения 220 кВ. Строились кривые распределения потенциалов для изолятора без дефектов изоляции и с искусственно созданными дефектами в разных местах изолятора. Эксперименты проводились как контактными, так и бесконтактными способами.

В условиях лаборатории испытательное напряжение было доступно 10 кВ. Поэтому желательно провести испытания в условиях действующей электроустановки.

Используя бесконтактный способ представляется возможным построить систему выявления дефектов изоляции опорных изоляторов. Упрощенная структурная схема такой системы представлена на рис. 3.

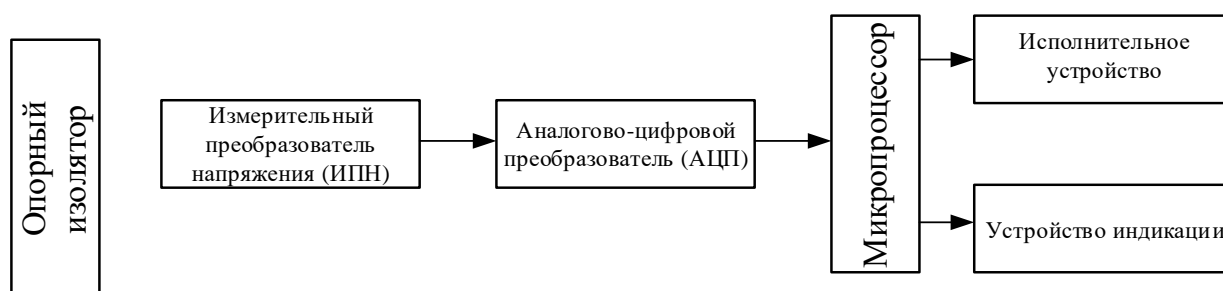


Рис.3. Упрощенная структурная схема системы выявления дефектов изоляции опорных изоляторов

Так как высоковольтные установки выполняются в трехфазном исполнении, то целесообразно измерения производить одновременно на изоляторах трех фаз. Тогда упрощенная структурная схема измерительной системы будет выглядеть как на рис.4.

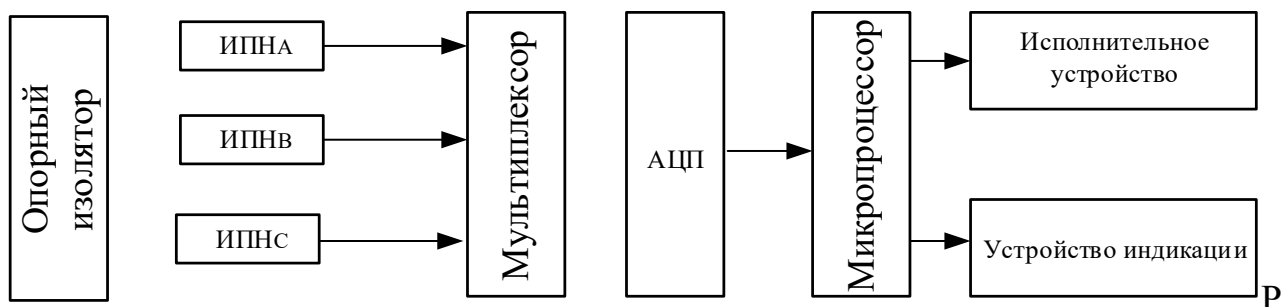


Рис. 4. Упрощенная структурная схема измерительной системы

Выводы:

1. Периодические измерения распределения потенциалов по опорным изоляторам позволит выявить и своевременно заменить до возникновения аварийного события изоляторы с ослабленной изоляцией.

2. Наличие в электротехнической установке недорогой системы выявления дефектов изоляции позволит быстро и оперативно выявлять слабые места в системе опорных изоляторов объекта.

*Т.И. Дубровская, ведущий инженер; В.С. Петров, к.т.н., доцент
(Филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Темпы развития энергетики России выявили ряд проблем, одной из которых является - обеспечение повышенной надежности оборудования электроэнергетических систем.

Решением проблемы повышения надёжности элементов и оборудования электроэнергетических систем является внедрение инновационных подходов по использованию разработок новых элементов на основе композитных материалов.

Достижение этой цели заключается в решении задачи оптимизации и снижению капиталовложений и эксплуатационных издержек за счет применения современных технологий и видов оборудования, конструкций и материалов [1].

К инновационным решениям следует отнести – применение композитных материалов (КМ) для производства опор, проводов, изоляторов и фундаментов ВЛ, которое в мире началось более 15 лет назад.

В РФ разработкой и производством композитных материалов в энергетику занимаются такие организации, как ОАО «Экспериментальный завод высоко-

вольтного оборудования» (г. Москва), ЗАО «Феникс-88» (г. Новосибирск); МВТУ имени Баумана «Машспецстрой» (г. Пермь) и др.

При производстве энергетического оборудования должны применяться материалы, которые отвечают определенным требованиям:

- Умеренный вес без дополнительной нагрузки на опорные конструкции.
- Повышенная прочность и износостойчивость.
- Стойкость при нагреве и пожаробезопасность.
- Повышенная коррозионная стойкость.
- Поглощение вибрации.
- Отсутствие поглощения влаги.
- Высокая морозостойкость.
- Высокая термостойкость, абсолютная негорючесть.

Композитные материалы и изделия на основе базальтового или стекло волокна полностью удовлетворяют представленным требованиям.

Актуальность темы очевидна – Россия обладает огромными, неограниченными запасами базальтового сырья при наличии соответствующих заводов, способных производить композитные изделия на основе базальта различной конфигурации.

Например, базальт имеет по мимо указанных выше, положительные свойства:

1. По прочности при сжатии больше чем у малоуглеродистой стали.
2. По прочности при растяжении в пятьдесят раз более чем у бетона.
3. По долговечности: сроки эксплуатации без ухудшения технических свойств до ~100 лет.

Материал на основе базальта не проводит электрический ток, его можно использовать для изоляции высоковольтных линий электропередач.

Запасы базальта практически не ограничены. Из базальта производят: базальтовую фибру, волокна. вату, литьё.

Базальто-пластик по всем параметрам превосходит материалы, применяемые в электроэнергетике, и по праву может называться универсальным (таблица 1).

Таблица 1. Сравнительные характеристики материалов, применяемых в энергетике

Физико-механические характеристики	Базальто-пластик	Стеклопластик	Сталь	Алюминий	Дерево
плотность (т/куб.м)	1,5-2,0	1,6 - 2,0	7,8	2,7	0,5 - 0,6
максимальное напряжение при сжатии (растяжении) (МПа)	420-1200	410-1180	410-480	80 - 430	20,8-87,8
максимальное напряжение при изгибе (МПа)	800	690-1240	400	275	48,5-68,0
модуль упругости при растяжении ГПа	70	21-41	210	70	8,7-10,3
модуль упругости при из-	70	21-41	210	70	8,7-10,3

гибе ГПа					
коэффициент теплопроводности Вт/м °С	0,25	0,25-0,3	46	140-190	0,26-0,28

По своим технико-экономическим характеристикам армирующие, композитные материалы и изделия на основе базальтового непрерывного волокна (БНВ) позволяют успешно заменить изделия из стали (таблица 2).

Таблица 2. Стоимость и себестоимость различных волокон

Стоимостные показатели	Базальтовое	Е-стекло	S-стекло	Углеродное
Себестоимость производства \$/кг	0,9 – 1,2	1,1 – 1,5	2,5 – 3,0	15 – 25
Стоимость продаж, \$/кг	2,6 - 3,0	1,5 – 2,0	3,5	25 – 50

Композитные материалы на основе базальтового непрерывного волокна получили широкое применение во многих сферах промышленности, в том числе и в энергетике. Так, базальтовые композиты являются базовым материалом для выпуска конструкционных и электроизолирующих элементов при создании:

- конусных опор линий электропередач и освещения;
- изоляции и несущих жил токопроводящих кабелей;
- лопастей и обтекателей ветровых электростанций;
- подложек и конструктивных элементов солнечных батарей.

В России реализованы ряд программ по развитию базальтовых технологий.

В первую очередь это:

–Комплексная программа по применению новых базальто-волоконистых материалов и изделий из них в городском хозяйстве Москвы в 1998–2000 гг. и до 2005 г.

–Федеральная целевая программа «Базальт–технологии будущего» в период 2010–2016 годы.

В указанные периоды выпускались нормативно-правовые документы по данной тематике, один из которых:

–Распоряжение ОАО «Россети» «О внедрении инновационной электротехнической продукции с применением композитных материалов» № 177р от 28.04.2014.

В результате чего в Чеченской республике в 2014-2016 г.г. был создан завод по производству опор из композитных материалов.

В последнее время в России широко используются композитные опоры уличного освещения и композитные опоры для строительства и ремонта ВЛ высокого напряжения (таблица 3).

Таблица 3. Сравнение капитальных затрат по опорам 6-10-35 кВ

Показатели * по данным ЗАО «Феникс» и ООО «Электропоставка»	Одноцепная промежуточная опора 6-10/35 кВ				
	*Композит 6-10/35	*Металл гнутый профиль	Деревянная на стойке 6-10	ЖБ опоры 6-10/35	*Металл Многогранная 6-10/

		35			решетчатая35
Масса стойки опоры, кг	157,45/ 1375	1546	210	1125/ 4834	369/1558
Объем стойки, м ³	0,085/ -	-	0,42	0,45 /-	0,041/-
Стоимость стойки опоры (с фундаментом) , руб.	32944/ 257125	385500	4 819	10325/ 63569	~53000/ 120528
Стоимость доставки в текущих ценах, руб./км	1811 /-	-	2297	17388/-	428/-
Стоимость монтажа в текущих ценах, руб./опору	-/20375	23247		-/20000	400/125895
Габаритный пролет, м	81/ 280	263	60	85/ 250	75/280
Кол-во опор на 1 км, шт.	12/ 3,57	3,8	17	12/ 4	13/3,57
Итого руб./км	359127/ 991746	1553238	86618	154488/ 334276	~694200/ 879730

В таблице 3 представлено сравнение капитальных затрат на строительство ВЛ на различных опорах для напряжения 6-10-35 кВ.

Анализируя результаты сравнения можно сделать следующие выводы:

– для напряжения 6-10 кВ капитальные затраты на установку композитных опор превосходит деревянные опоры в 4 раза, ж/б опоры – в 2 раза. Однако, установка металлических многогранных опор дороже композитных более чем в 2 раза;

– для напряжения 35 кВ капитальные затраты на установку композитных опор превосходит деревянные опоры в 3 раза, практически одинаковые с установкой металлических решетчатых и дешевле в 2 раза установки опор из гнутого профиля.

ЗАО «Феникс-88» выпускает композитные опоры на напряжения 6-10-35 кВ, например, одноцепные промежуточные марки: ПК-10-1; ФБСА611.00.000-01; КО1-35.

В 2011 г. Федеральная сетевая компания в рамках Международного железнодорожного салона «ЭКСПО 1520» представила конструкцию опоры ПIRS 330-1 на стеклопластиковых стойках RStandard, которые были разработаны в Норвегии и специалистами ОАО «ПРОМиК адаптированы под Российские условия.

Резюмируя представленный в докладе материал следует отметить, что в настоящее время использования композитных материалов в электроэнергетике идёт по пути их применения в установках напряжением 6-10-35 кВ. В тоже время за рубежом композитные материалы используются на напряжениях класса 110 кВ и выше (например, Китай).

В итоге можно констатировать:

1. Перспективы Российской энергетики заключаются в применении композитных материалов для создания качественного, надежного электрооборудования высокого и сверхвысокого напряжения.

2. Необходимы исследования вопросов сохранения заданных свойств композитных материалов в процессе длительной эксплуатации, чтобы повысить срок службы энергетического оборудования.

3. Инновационные опоры из базальтового композита, станут более выгодными чем стеклопластиковые. При совершенствовании технологий производства стоимость композитных опор может быть снижена.

4. Для внедрения в энергетику России композитных опор следует провести дополнительные исследования свойств композитов и разработать соответствующую нормативно-техническую документацию по их использованию.

Литература

1. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» Решение Совета директоров ПАО «Россети» от 31.03.2021 (протокол от 02.04.2021 № 450). С.223.

*Р.Е. Магидов, асп., И.Н. Соколов, асп.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОМПЛЕКСОВ ВИБРАЦИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИВОДНЫХ МАШИН

Промышленные предприятия и различные электростанции обладают внушительным парком различного механического оборудования: вентиляторами, насосами, турбинами, металлорежущими станками и т.д. В ходе эксплуатации оборудование изнашивается, и каждая единица оборудования рано или поздно потребует технического обслуживания или ремонта. Для поддержания производственных мощностей в рабочем состоянии на предприятиях организованы службы технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

Основной задачей служб ТОиР является производство этих работ с необходимой эффективностью. Она для ТОиР в значительной степени зависит от возможности своевременного обнаружения и прослеживания развития дефектов, что позволяет не только предотвратить аварийные ситуации, но и спрогнозировать остаточный ресурс оборудования в целом и его отдельных узлов в частности.

Одним из наиболее эффективных методов обнаружения дефектов являются вибрационное обследование оборудования, использующее широкий набор отработанных методик и инструментов, которые позволяют выявить большое число различных дефектов механического и электрического оборудования на разных стадиях развития, в том числе и на самых ранних.

Для проведения вибрационного обследования используются специализированные программно-аппаратные комплексы. В настоящей статье рассмотрено программное обеспечение (ПО) системы стационарного вибромониторинга ВС-357, разработанное на смоленском предприятии «ВИСОМ».



Рисунок 1 – Система стационарного вибромониторинга ВС-357

ПО систем вибродиагностики, обычно работает под управлением операционных систем (ОС) реального времени, таких как:

- FreeRTOS [1];
- TI-RTOS [2];
- Linux (с наложением RT-patch)
- QNX.

Применение ОС реального времени обуславливается необходимостью обеспечивать гарантированное время реакции при обработке входных отсчетов от АЦП, поскольку для систем стационарного вибромониторинга характерно наличие функции виброзащиты.

ПО ВС-357 работает под управлением ОС TI-RTOS, которая является разработкой той же компании Texas Instruments, что и используемый в приборе процессорный модуль. Исходный код ОС основывается на исходном коде FreeRTOS, дополненным драйверами аппаратуры, например памяти NAND, стекком TCP/IP, а так же удобными инструментами конфигурации, встроенными в предоставляемые средства разработки.

ПО, непосредственно обрабатывающее вибрационные сигналы, делится на потоки, в терминах FreeRTOS называемые задачами (tasks). Каждый из потоков отвечает за определенную часть функционала прибора. Между собой потоки взаимодействуют с помощью объектов синхронизации, таких как мьютексы (mutex) и семафоры (semaphore).

В начале работы ПО инициализирует ОЗУ и ПЗУ, затем инициализирует периферию и считывает из ПЗУ настройки измерений. Затем производится инициализация измерительного тракта, сопроцессора, отвечающего за буферизацию отсчетов АЦП и запускаются рабочие потоки.

Среди потоков можно выделить:

- поток получения отсчетов от сопроцессора, который накапливает полученные отсчеты в промежуточные буферы для использования всеми остальными потоками системы;

- поток обсчета параметров диагностики, который получает данные из буфера и рассчитывает значения диагностических параметров;
- поток взаимодействия с пользователем, который принимает настройки от пользователя;
- поток сигнализации о превышении заданных значений параметров.

Наиболее важными из перечисленных являются потоки получения отчетов и обсчета параметров диагностики.

Рассмотрим работу этих потоков подробнее.

Поток получения отчётов основан на взаимодействии с сопроцессором, который осуществляет приём данных от АЦП.

В бесконечном цикле происходит:

- ожидание получения прерывания готовности новых данных от АЦП (срабатывает каждый отсчёт);
- прием отсчётов АЦП, считывание флагов состояний, осуществление первичной нормировки сигнала;
- проверка не превышения сигнала от АЦП заданного порога. В случае превышения выставляет высокий уровень на выход сигнализации;
- накопление отчетов в циклическом буфере;
- выставление прерывания готовности блока отчётов для основного процессора.

На рисунке 2 показана блок-схема потока получения отчетов прибора ВС-357. В бесконечном цикле этот поток:

- ожидает получения прерывания по приему блока отсчетов АЦП от сопроцессора;
- проверяет необходимость переинициализации устройства (например, в случае изменения частоты дискретизации);
- переинициализирует устройство, если необходимо;
- получает блок отсчетов и копирует его в циклический буфер;
- увеличивает позицию в циклическом буфере.

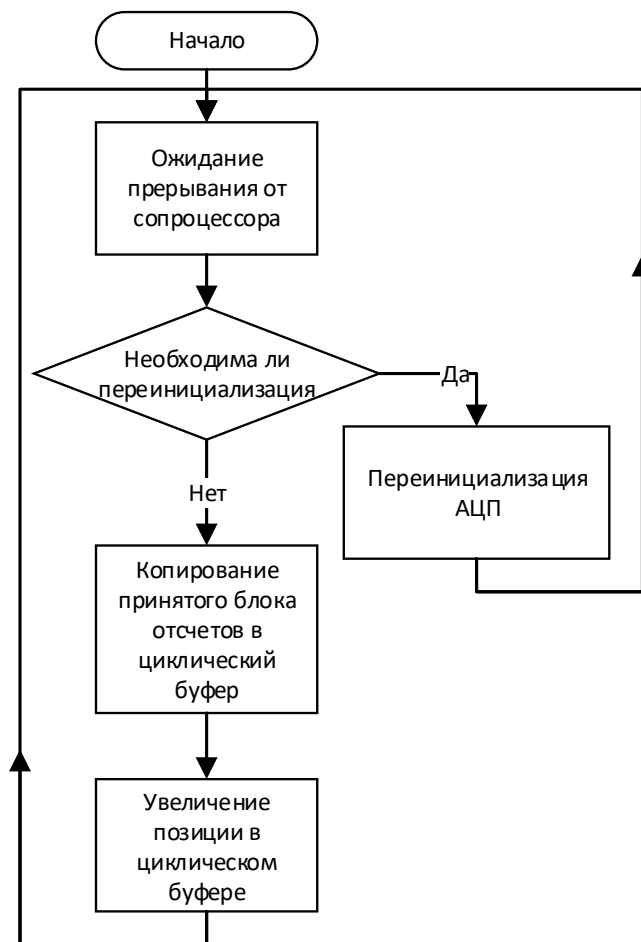


Рисунок 2 – Блок-схема потока получения отсчетов АЦП прибора ВС-357

На рисунке 3 приведена блок-схема потока расчета значений диагностических параметров прибора ВС-357.

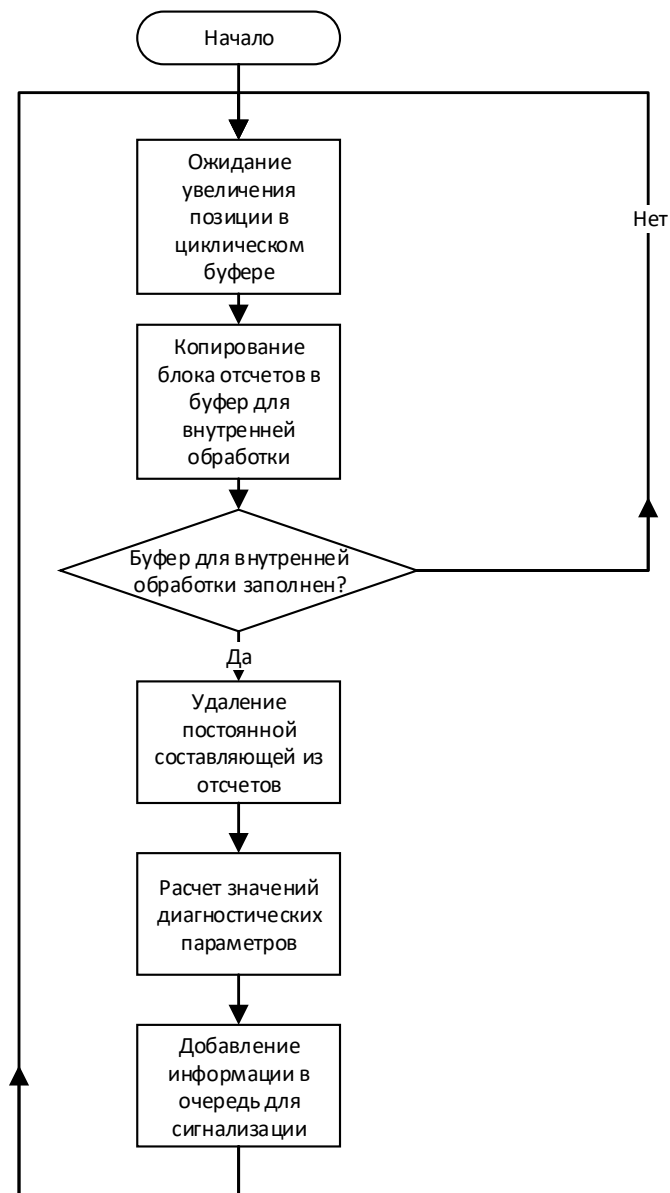


Рисунок 3 – Блок-схема потока расчета значений параметров диагностики прибора ВС-357

Данный поток в бесконечном цикле:

- ожидает изменения конечной позиции в циклическом буфере, в котором хранятся отсчеты;
- принимает блок отсчетов и копирует его во внутренние буфера;
- если внутренние буфера заполнены, то рассчитываются значения диагностических параметров.

Используемые алгоритмы расчета диагностических параметров являются наиболее важной частью системы, так как именно они определяют типы детектируемых неисправностей оборудования, и в достаточной степени точность детектирования. Алгоритмы расчета диагностических параметров, используемые в приборе ВС-357, подробно описаны в [3] и включают в себя:

- среднеквадратическое значение(СКЗ) виброускорения, виброскорости, виброперемещения в заданном диапазоне частот;
- пиковые значения виброускорения;
- значения СКЗ или амплитуды виброускорения, виброскорости, виброперемещения на оборотной частоте и ее гармониках;
- пик-фактор сигнала.

При расчете значений диагностических признаков во временной области (общее СКЗ сигнала, пик-фактор и т.д.) программное обеспечение прибора позволяет накладывать цифровые фильтры с различными частотами среза. При расчете значений диагностических параметров в частотной области используется быстрое преобразование Фурье с наложением окна. Оконная функция настраивается пользователем, в качестве настройки по умолчанию задано окно Ханна.

Как видно из описанного выше, ВС-357 может использоваться как для расчетов характеристик, присущих сигналу целиком, так и характеристик выбранных гармоник, что позволяет использовать прибор как для грубой оценки состояния оборудования, например, по критериям, описанным в стандартах [4], так и для определения и отслеживания развития дефектов конкретных узлов.

Таким образом, можно сделать вывод, что:

- на примере прибора ВС-357 рассмотрена типовая система вибрационной диагностики электроэнергетического оборудования;
- программное обеспечение систем вибродиагностики обычно основано на применении ОС реального времени;
- само ПО разделено на потоки, каждый из которых отвечает за выполнение определенной задачи;
- наиболее важными из потоков являются потоки получения отсчетов с АЦП и расчета диагностических параметров.

Литература

1. FreeRTOS [Электронный ресурс] // Real-time operating system for microcontrollers: [сайт]. [2023]. URL: <https://www.freertos.org/> (дата обращения: 05.03.2023).
2. TI-RTOS for Processors, MCU and Wireless Connectivity [Электронный ресурс] // ti.com: [сайт]. [2023]. URL: <https://www.ti.com/tool/SYSBIOS> (дата обращения: 05.03.2023).
3. Солопов Р.В., Соколов И.Н., Корпий В.Г. Методы и оборудование для определения состояния энергетического оборудования по данным вибродиагностического исследования // ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ЭНЕРГЕТИКА И ЭКОНОМИКА (электроэнергетика, электротехника и теплоэнергетика). Сб трудов XX-ой Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. Смоленск. 2003. В 3 т. Т 1. стр. 82-86.
4. Солопов Р.В., Кавченков В.П., Соколов И.Н. Аналитический обзор отечественных и зарубежных стандартов вибрационного мониторинга состояния электроэнергетического оборудования // ЭНЕРГЕТИКА, ИНФОРМАТИКА, ИННОВАЦИИ – 2023 (электроэнергетика, электротехника и теплоэнергетика, математическое моделирование и информационные технологии в производстве). Сб. трудов XIII Межд. науч.-техн. конф. Смоленск. 2023. В 3 т. Т 1. стр. 45-49.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТАХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Контроль уровней напряжения в операционной зоне диспетчерского центра осуществляется путём задания графиков напряжения и величин аварийно (далее – АДН) и минимально допустимых (далее – МДН) уровней напряжения в контрольных пунктах (далее – КП) энергосистемы. Графики напряжения в КП разрабатываются на период планирования (календарный месяц) отдельно для характерного рабочего дня и характерного выходного/праздничного дня. При этом технолог диспетчерского центра рассчитывает электроэнергетические режимы для наиболее «тяжелой» схемно-режимной ситуации в энергосистеме. Соблюдение стандартов качества электроэнергии [1] по напряжению для узлов нагрузки достигается путем установления нижних и верхних границ график напряжения, а соблюдение требований к устойчивости [2] установлением в КП МДН и АДП. При этом должны обеспечиваться нормируемые запасы по статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях энергосистемы и статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки.

График напряжения и значения МДН и АДН в КП могут корректироваться при значительном изменении уровней напряжения вследствие незапланированных схемно-режимных ситуаций [3]. При этом от сетевых организаций требуется принятия мер, направленных на поддержания напряжения в допустимых пределах для потребителей электроэнергии в распределительных сетях 35 кВ и ниже. Такими мероприятиями для поддержания напряжения являются: переключение ответвлений РПН и ПБВ трансформаторов на ПС и распределительных пунктах, а также включение и отключение СКРМ [1]. По ряду причин сетевая организация чаще всего не может оперативно отреагировать на изменение графика напряжения в КП, среди них:

- высокая протяжённость распределительных сетей;
- отсутствие возможности дистанционного перевода РПН (за редкими исключениями);
- малое количество доступных положений РПН и общий высокий уровень износа трансформаторного оборудования.

В связи с изложенным корректировка ГН выполняется с заблаговременным информированием заинтересованных сетевых организаций (собственников оборудования), если такое заблаговременное информирование возможно.

Задание МДН и АДП в КП необходимо с целью опрaвления допустимости послеаварийных режимов в энергосистеме и обеспечения статической устойчивости узлов нагрузки. В зависимости от этих значений при управлении электроэнергетическим режимами определяется перечень мероприятий по восстановлению нормального режима работы энергосистемы. Так, например, при сниже-

нии напряжения ниже нижней границе графика в КП диспетчером энергосистемы используются все мероприятия по регулированию напряжения, такие как:

- увеличение загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности (СКРМ);
- включение находящихся в резерве СКРМ;
- изменение коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащённого устройствами РПН/

А при снижении напряжения ниже МДН дополнительно к вышеуказанным мероприятиям:

- увеличение загрузки генерирующего оборудования и СКРМ по реактивной мощности до уровня разрешённых аварийных перегрузок;
- снижение перетоков активной мощности по ЛЭП;
- разгрузка генерирующего оборудования по активной мощности и дополнительная загрузка по реактивной мощности.

При их недостаточности вводятся в действие графики временного отключения нагрузки потребителей.

Большинство указанные выше мероприятий по регулированию напряжения требуют изменения режима работы оборудования, что может приводить к его повреждению и аварийному отключению. Риски возникновения аварийное отключение должны учитываться и зачастую необходима превентивная подготовка электроэнергетического режима работы ЭС под такие переключения..

Большинство фактических электроэнергетических режимов значительно легче расчетного режима, учитываемого технологом диспетчерского центра, поэтому границы фактически допустимого диапазона уровней напряжения в КП могут быть существенно шире заданных. При этом напряжение у потребителей будет находится в пределах допустимых значений при соблюдение требований к устойчивости и качеству электрической энергии. А в послеаварийных режимах работы энергосистемы потребуются меньше мероприятий для восстановления параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений.

Таким образом, определение границ допустимого диапазона уровней напряжения в КП в режиме реального времени является актуальной задачей субъекта оперативно-диспетчерского управления [4,5].

В данной статье рассмотрены расчеты МДН и АДН, а также предложен алгоритм определение данных величин в режиме реального времени.

Для энергорайона ЭС были рассчитаны установившиеся электроэнергетические режимы в программном комплексе «RastrWin3».

Для каждого КП была определена его зона влияния, в которой изменение напряжения в КП оказывает наибольшее влияние на напряжения в сети 110 кВ, что обусловлено их взаимной зависимостью. При соблюдении требований к ка-

честву и устойчивости в КП, эти требования будут обеспечиваться и для зоны влияния КП.

На рис. 1 представлен энергорайон ЭС, состоящий из 14 узлов. Потребительские подстанции напряжением 110 кВ запитаны от узловых подстанций ПС 220 кВ на шинах которых выбраны КП. Также выбрана и отмечена зона влияния каждого КП. Расчеты по определению зоны влияния КП в данной статье не приводятся.

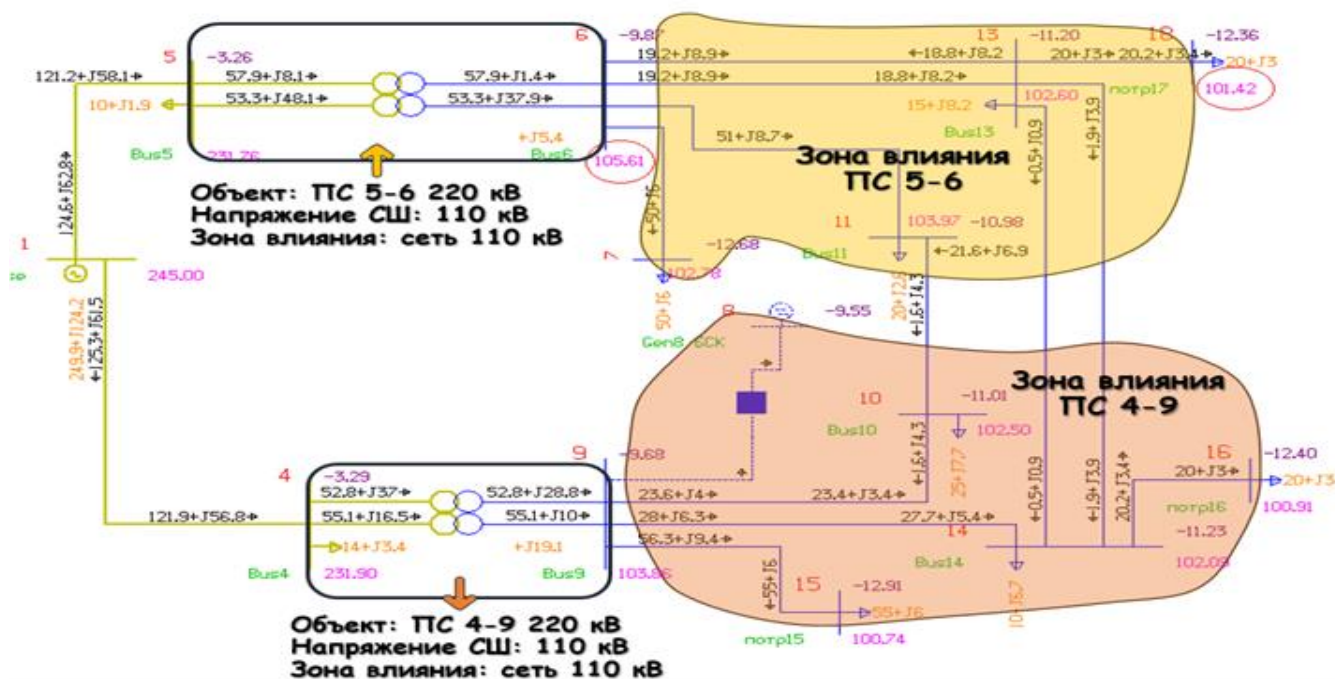


Рисунок 1. Схема электрической сети энергорайона ЭС

Критерием для определения МДН и АДН в КП являлось обеспечение МДН и АДН на шинах наиболее удалённых от КП объектов электроэнергетики для режимов минимальных/максимальных нагрузок и фактического режима работы ЭС, определённых на основе телеметрической информации в режиме реального времени [4]. Расчеты приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета МДН и АДН в выбранных КП

№	КП	U в КП, кВ		U в КП, кВ		ПС, где U является критерием для КП (определяющая ПС)
		АДН (технолог)	МДН (технолог)	АДН факт.	МДН факт.	
1.	Шины 110 кВ ПС 220- кВ 5-6	96,99	98,81	92,49	95,3	Узел 18
2.	Шины 110 кВ ПС 220- кВ 4-9	95,1	99,58	90,25	93,58	Узел 16

Анализируя результаты расчетов, представленные в таблице 1, можно отметить, что фактическая граница зоны статической устойчивости нагрузок из-

меняется в зависимости от режима функционирования ЭС и может быть расширена.

Для КП диспетчерского центра, расположенного на шинах ПС, был предложен алгоритм расчета МДН и АДН в режиме реального времени, представленный на рис. 2.

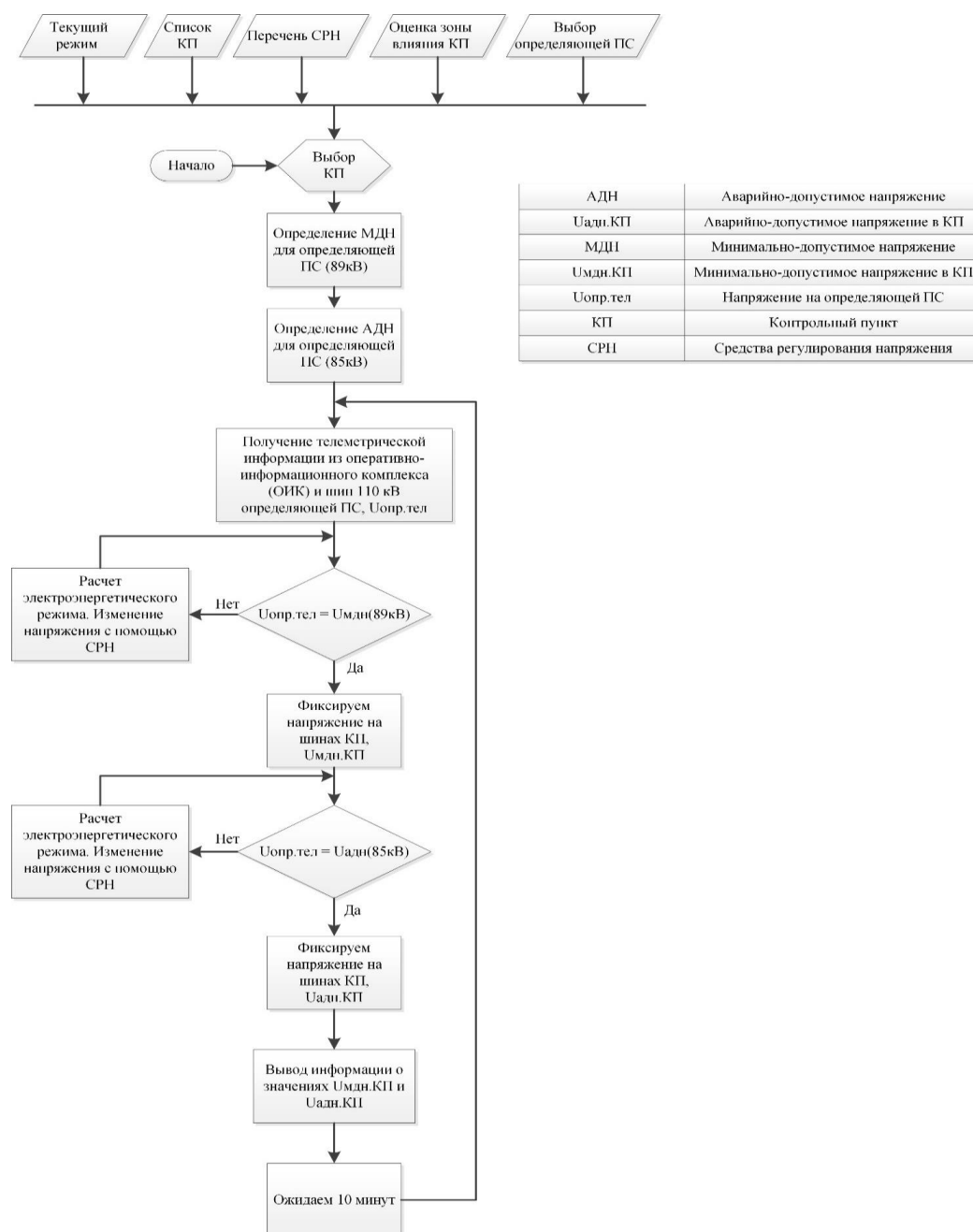


Рисунок 2. Алгоритм определения МДН и АДН в КП

Применение алгоритма, представленного на рис. 2, позволит определять зону статической устойчивости нагрузки в режиме реального времени. Данные значения могут применяться при управлении электроэнергетическими режимами для определения необходимого количества мероприятий по регулированию напряжения и объема графиков временного отключения потребителей в зоне

влияния КП при снижении напряжения в нем ниже МДН, а так в противоаварийной автоматике позволяющей дозировать управляющие воздействия на отключение потребителей.

Таким образом, определение зоны статической устойчивости нагрузки в КП диспетчерского центра в режиме реального времени позволит оптимизировать управление электроэнергетическими режимами в части реализуемых воздействий и минимизировать количество отключённых потребителей при обеспечении нормативных требований к устойчивости энергосистемы.

Литература

1. ГОСТ 32144-2013.Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" (введен в действие Приказом Росстандарта от 22.07.2013 N 400-ст). Постановление Правительства РФ от 27.12.2021 N 2494".
2. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 года N 630 "Об утверждении требований к обеспечению надежности ЭЭС систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок".
Электронный источник: <https://docs.cntd.ru/document/542630877>
3. СТО 59012820.27.010.002-2014. Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра АО «СО ЕЭС». Утверждён и введён в действие 20.03.2014.
4. Ю.П. Питько, А.Ю. Останин, Д.С. Лоцман – «Разработка метода определения нижней границы графика напряжения в контрольных пунктах».
Электронный источник: <https://lyl.su/9rWd>
5. Питько Ю.М., Останин А.Ю., Лоцман Д.С. – «Разработка метода определения нижней границы графика напряжения в контрольных пунктах с использованием пак «СМЗУ»/ Электроэнергетика глазами молодежи: Материалы XII Международной научно-технической конференции. Том Часть I. - Нижний Новгород, 2022. – с. 24-27.

*А.А. Назаров, к.т.н., ст. пр., В.П. Кавченков, д. т. н., проф.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА АНАЛИЗА ИЕРАРХИЙ В ЗАДАЧАХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Обеспечение надежности функционирования – это главная задача любой электроэнергетической системы (ЭЭС) при ее эксплуатации. При этом надо учитывать, что ЭЭС являются сложными динамическими системами, состоящими из большого числа элементов (генераторов, трансформаторов, линий электропередач, коммутационных аппаратов, устройств релейной защиты и автоматики и др.) функционально связанных единством процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Также отметим, что процесс формирования новых методик анализа, оценки и обеспечения надежности находится в постоянном развитии. Это связано с двумя особыми обстоятельствами. Во-первых, научно-технический прогресс способствует совершенствованию технологических процессов и повышению надежности функционирования энергетики, а во-вторых, высокая надежность ЭЭС и ее элементов находится в противоречии с возможностью ее быстрой и достоверной оценки. Решить эту проблему можно только путем длительных (в течении многих лет) наблюдений исследуемых объектов в реальных условиях эксплуа-

тации. Поэтому методы получения информации о надежности ЭЭС требуют постоянного развития и совершенствования и, в первую очередь, в направлении интеллектуализации электроэнергетической отрасли. Одним из таких перспективных направлений является создание новых методик по принятию эффективных решений для обеспечения надежности функционирования ЭЭС с учетом имеющихся условий и ограничений разного вида, в том числе, в режиме реального времени.

Наглядной иллюстрацией принятия эффективных решений является метод анализа иерархий Т. Саати. Это особый и достаточно простой способ системного анализа, который широко применяется в криминалистике, бизнесе и государственном управлении [1]. Процесс построения аналитической иерархии наиболее полезен для решения сложных проблем, Он имеет уникальные преимущества, когда важные элементы решения трудно определить количественно или сравнить. Также отметим, что структура любой иерархии будет зависеть не только от характера рассматриваемой проблемы, но также от знаний, суждений, ценностей, мнений, потребностей и желаний принимающих решения лиц.



Рис. 1. Перечень возможных негативных последствий при аварийном отключении k -го элемента для режима и экономических показателей ЭЭС.

Рассмотрим применение метода анализа иерархий на примере методики определения приоритетных элементов ЭЭС для обеспечения режимной надёжности с использованием критерия $(n - i)$ [2]. По данному критерию при внезапном отключении i её элементов ЭЭС должна быть обеспечена нормальная работа электростанций и электрических сетей. При этом необходимо, чтобы параметры электроэнергетического режима находились в пределах допустимых значений для нормальных и ремонтных схем ЭЭС, а возможные негативные по-

следствия и превентивные режимные мероприятия, приведенные на рис. 1 и 2, были минимальны.

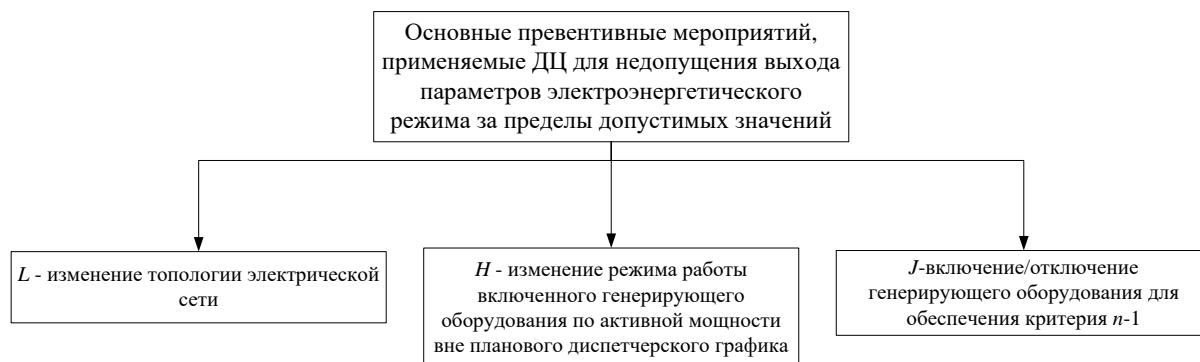


Рис. 2. Основные превентивные режимные мероприятия для недопущения выхода параметров электроэнергетического режима за допустимые пределы при внезапном отключении k -го элемента

Удельный вес негативных последствий превентивных режимных мероприятий в относительных единицах определен с использованием метода анализа иерархий и представлен в таблицах 1 и 2 в виде матрицы попарных сравнений рассматриваемых факторов виде отношений a_{ji} фактора j к фактору i : $a_{ji} = 1/a_{ij}$, $a_{ii} = 1$.

ТАБЛИЦА 1. Матрица попарных сравнений негативных последствий послеаварийного режима ЭЭС

Обозначение негативного последствия послеаварийного режима	A	B	C	D	E	F	Средние значения (удельный вес, γ_i) негативных последствий, о. е.
A	1,00	0,17	0,13	0,33	0,11	0,25	0,033
B	6,00	1,00	0,75	0,33	0,67	1,50	0,168
C	8,00	1,33	1,00	2,67	0,89	2,00	0,266
D	3,00	0,50	0,38	1,00	0,33	0,75	0,100
E	9,00	1,50	1,13	3,00	1,00	2,25	0,300
F	4,00	0,67	0,50	1,33	0,44	1,00	0,133
Сумма, S	31,00	5,17	3,88	8,67	3,44	7,75	1

ТАБЛИЦА 2. Матрица попарных сравнений мероприятий для обеспечения допустимых параметров послеаварийного режима ЭЭС

Обозначение мероприятия	L	H	J	Удельный вес мероприятий δ_i , о. е.
L	1,00	0,20	0,11	0,067
H	5,00	1,00	0,56	0,333

<i>J</i>	9,00	1,80	1,00	0,6
Сумма, <i>S</i>	15,00	3,00	1,67	1,0

Попарное сравнение выполнено по качественной шкале с последующим преобразованием в баллы. Если факторы равны (безразличны), $a_{ii} = 1$; немного лучше (хуже), $a_{ji}(a_{ij}) = 3$ (1/3 или 0,33); лучше (хуже), $a_{ji}(a_{ij}) = 5$ (1/5 или 0,2); значительно лучше (хуже), $a_{ji}(a_{ij}) = 7$ (1/7 или 0,14); принципиально лучше (хуже), $a_{ji}(a_{ij}) = 9$ (1/9 или 0,11). Баллы выбраны с помощью опроса специалистов диспетчерского центра методом экспертных оценок.

Для совместного учёта возможных негативных последствий и превентивных режимных мероприятий для недопущения выхода параметров электроэнергетического режима за допустимые пределы при аварийном отключении *k*-го элемента используем показатель схемно-режимной значимости (СРЗ) для каждого исследуемого *k*-го элемента, определяемый формуле [2].:

$$СРЗ_k = \frac{(\sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot \beta_i + \sum_{i=1}^n \delta_i \cdot \beta_i)}{2}, \quad (1)$$

где γ_i – удельный вес *i*-го негативного последствия послеаварийного режима, δ_i – удельный вес *i*-го мероприятия для недопущения выхода параметров послеаварийного режима ЭЭС за пределы допустимых значений, β_i – коэффициент их актуальности.

Если аварийное отключение рассматриваемого элемента ЭЭС может привести к наступлению *i*-го негативного последствия и/или необходимости реализации послеаварийного мероприятия для обеспечения требований к надежности, то коэффициент актуальности $\beta_i = 1$, если нет $\beta_i = 0$. Значения коэффициентов актуальности и СРЗ приведены в табл. 3, в которой даны результаты ранжирования элементов региональной ЭЭС при аварийных устойчивых отключениях, выполненные по предложенной методике.

На примере региональной ЭЭС исследуются ситуации при аварийных устойчивых отключениях линий электропередачи 220 кВ (ЛЭП), сборных шин на подстанции 220 кВ (СШ на ПС) и автотрансформаторов подстанций 220 кВ (АТ на ПС). В табл. 3 также учтено число ремонтных схем (*Z*), в которых возможен выход параметров режима за пределы допустимых значений и необходимы превентивные режимные мероприятия.

Таблица 3. Результаты расчёта коэффициентов СРЗ элементов ЭЭС

Аварийное отключение ветви	Коэффициент актуальности <i>i</i> -го негативного последствия послеаварийного режима						$\sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot \beta_i$ о. е.	Коэффициент актуальности <i>i</i> -го режимного мероприятия	$\sum_{i=1}^n \delta_i \cdot \beta_i$ о. е.	СРЗ, о. е.	<i>Z</i> , шт.
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>E</i>	<i>F</i>					

1 СШ на ПС 1	1	1	1	0	1	1	0,90	0	1	1	0,93	0,915	8
ЛЭП 1	1	1	1	0	0	1	0,62	0	1	1	0,93	0,775	2
ЛЭП 2	1	1	1	1	0	1	0,71	1	1	1	1,00	0,855	4
ЛЭП 3	1	0	0	1	0	0	0,13	1	0	1	0,67	0,4	1
АТ1 на ПС 1	1	0	1	0	1	0	0,59	0	1	0	0,33	0,46	1
ЛЭП 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 СШ на ПС 1	1	0	1	1	1	0	0,68	1	1	1	1,00	0,84	3
ЛЭП 5	1	0	1	1	1	1	0,82	1	1	0	0,40	0,61	2

Предложенная методика ранжирования позволяет расположить элементы рассматриваемой ЭЭС по убыванию их значимости для негативных последствий и превентивных режимных мероприятий при аварийном отключении k -го элемента. Наибольшее значение коэффициента СРЗ (0,915) у первого элемента (СШ на ПС 1), а наименьшее (0) у ЛЭП 4, аварийное отключение которой не приводит к негативным последствиям для параметров режима и не требует выполнения превентивных режимных мероприятий. Таким образом, элементы ЭЭС с наибольшим значением СРЗ должны иметь приоритет при ремонте и реконструкции.

Литература

1. Саати, Т., Керис К. Аналитическое планирование. Организация систем. – М. Радио и связь. 1991. – 224 с.
2. Назаров А.А., Кавченков В.П. Методика ранжирования элементов энергосистемы для их реконструкции с учетом режимной надежности. – М Энергетик, 2021, № 10. – С. 20–25

*Л.С. Певцова, ст. преподаватель
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В настоящее время в области электроэнергетики большое значение имеет надежность работы воздушных линий электропередачи. В значительной мере это возможно благодаря правильному выбору типа изоляторов, которые в будущем будут эксплуатироваться на воздушных линиях.

Начиная с 2020 года, на Российском рынке практически сравнялись объемы продаж полимерных и стеклянных изоляторов, каждый из которых сегодня значительно превышает объем продаж фарфоровых изоляторов.

Полимерные изоляторы имеют ряд преимуществ: отсутствие боя при перевозке, низкий уровень радиопомех, устойчивость к механическим повреждениям, а также улучшенные влагоразрядные характеристики в условиях загрязнения за счет гидрофобности оболочки. Масса полимерных изоляторов значительно ниже, чем у стеклянных, что, в свою очередь, снижает транспортные расходы, а также облегчает процесс монтажа на воздушных линиях электропередачи.

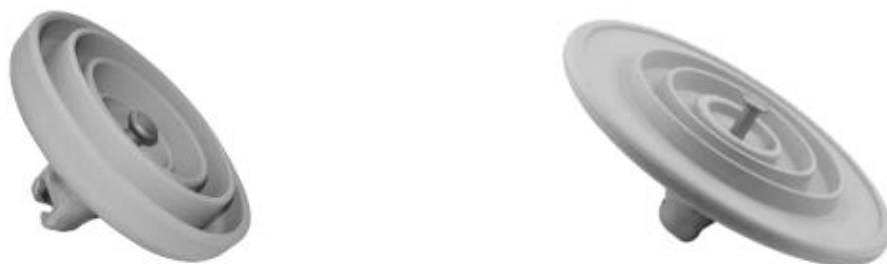


Рис. 1 Внешний вид тарельчатых гидрофобных изоляторов

Несмотря на все достоинства, следует признать, что еще несколько лет назад использование полимерных изоляторов I и II поколений ограничивалось рядом недостатков конструкции, которые существенно сказывались на сроке службы и степени надежности изоляторов.

Основные проблемы и пути их решения рассмотрим чуть подробнее.

Одна из проблем – это образование эрозии и трека из-за использования материалов на основе полиэтиленов и полипропиленов, которые не обладали достаточной устойчивостью к ультрафиолетовому излучению. Применение кремнийорганической резины в изоляторах следующих поколений позволило исключить появление трека, что обеспечивает стойкость и долговечность защитной оболочки.



Рис. 2 Образование эрозии и трека на изоляторах I поколения

Второй немаловажной проблемой являлось возникновение «хрупкого излома». Он возникал в результате разрушения стеклопластикового сердечника под действием кислот, которые появлялись из-за присутствия влаги при частичных разрядах в изоляторе, что в свою очередь приводило к нарушениям герметичности между оболочкой изолятора и оконцевателем из-за нанесения компаунда холодного отверждения вручную, что в последствии, приводило к механическому разрушению изолятора. При производстве современных полимерных изоляторов III и IV поколений полностью отсутствуют клеевые швы, благодаря чему обеспечивается надежная герметизация изолятора.

Еще одна проблема – это сложность обнаружения скрытых повреждений стеклопластикового стержня при опрессовании оконцевателей в процессе сборки изолятора, так как сначала на стержень наносилась защитная оболочка, а затем надевались и опрессовывались оконцеватели. Это провоцировало частичные разряды внутри изолятора и дальнейшее развитие этих трещин под воздействием механической нагрузки, а это в свою очередь приводило к его полному разрушению. В изоляторах III поколения эта проблема была устранена путем изменения технологии производства. Сначала производится опрессование оконцевателя на стеклопластиковом стержне, затем проводится визуальный и ультразвуковой контроль и только после этой проверки (при отсутствии повреждений) наносится в пресс-форме защитная кремнийорганическая оболочка.

Несмотря на решение вышеуказанных проблем при массовом применении полимерных изоляторов возникли некоторые технические сложности, выявленные в процессе эксплуатации.

Одна из таких сложностей - обнаружение перекрытого или пробитого полимерного изолятора на воздушной линии. В изоляторах первых двух поколений определить такой изолятор по внешнему виду было практически невозможно. В данный момент для решения данной задачи успешно используются индикаторы перекрытия полимерного изолятора. В случае перекрытия изолятора индикатор отсоединяется от изолятора или изменяет свое положение.



Рис. 3 Индикаторы перекрытия полимерных изоляторов

Еще одна проблема при использовании полимерных изоляторов в сравнении с гирляндами стеклянных изоляторов – это восприимчивость к вибрации. В изолирующих подвесках они повторяют колебания, которые происходят на проводе. Если у воздушной линии имеются сложности с виброзащитой, то накопление усталостных напряжений провода приводит к разрушению изолятора. Решением этой проблемы стало применение изоляторов IV поколения типа ЛКМ, которые имеют возможность оценки состояния полимерных изоляторов и обеспечивают снижение воздействия вибрации и пляски проводов, а также применение современных конструкций гасителей вибрации высокой эффективности.

В заключении можно сказать, что негативное отношение к полимерным изоляторам из-за конструктивных недостатков изоляторов первых двух поколе-

ний, является ошибочным в отношении современных моделей. Применение качественных полимерных изоляторов нового поколения обеспечивает стабильную и долговечную работу линии электропередачи. И в будущем, применение полимерных изоляторов последних поколений является перспективным направлением для обеспечения эффективной работы воздушных линий электропередачи всех классов.

Литература

1. Полимерные изоляционные конструкции для ВЛ. Развенчивание мифов. //ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ. НОЯБРЬ-ДЕКАБРЬ 2021. № 6 (69). С. 88 URL: <https://eepir.ru/article/polimernye-izolyacionnye-konstrukcii-dlya-vl-razvenchivanie-mifov/>
2. Применение полимерной изоляции в современном линейном строительстве // [Электронный ресурс] URL: <https://www.ruscable.ru/article/primenenie-polimernoj-izolyacii-v-sovrem/>
3. Новые технологии и конструкции наружной высоковольтной изоляции // [Электронный ресурс] URL: <https://www.elec.ru/publications/peredacha-raspredelenie-i-nakoplenie-elektroenergi/28/>

*И.Н. Соколов, асп., Р.Е. Магидов, асп.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СОСТАВ И СТРУКТУРА КОМПЛЕКСОВ ВИБРАЦИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ, МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИВОДНЫХ МАШИН

Одним из наиболее критических аспектов функционирования промышленных предприятий любого рода, в том числе электростанций, является поддержание работоспособного состояния используемых машин и механизмов.

Как показано в ряде статей, например, [1], [2], постоянный вибрационный контроль в форме непрерывного мониторинга или же периодических исследований является широко распространенным и хорошо себя зарекомендовавшим средством определения степени износа машин и наличие повреждений механизмов: генераторов, вентиляторов, дымососов, а именно подшипников в деталях опор валов, муфт, приводных ремней, зубчатых передач редукторов и мультипликаторов, лопаток турбин и т.д.

Для проведения вибрационного контроля используются специальные программно-аппаратные комплексы, такие как приборы ВС-357 и ВС-311, показанные на рисунке ниже.



а)



б)

Рисунок 4 – Оборудование для проведения вибродиагностического исследования: ВС-357(а) и ВС-311(б)

В данной статье рассматриваются состав и структура аппаратной части комплексов обработки данных вибрации. В связи с ограничением объема статьи рассмотрение программной части сделано отдельно.

В зависимости от способа применения система вибрационной диагностики и мониторинга может быть как стационарной – установленной на постоянной основе около единицы оборудования и постоянно измеряющей состояние этой единицы, так и портативной – переносимой между несколькими единицами оборудования и используемой для проведения измерений через определенные промежутки времени, например, раз в неделю или раз в месяц.

Вне зависимости от типа, в состав системы входят:

- один или несколько датчиков вибрации;
- датчики оборотов, датчики абсолютного положения вала (при необходимости)
- аппаратная платформа, отвечающая за получение сигналов с акселерометров, их оцифровку, обработку и расчет диагностических параметров;
- программное обеспечение, отвечающее за расчет диагностических параметров и настройку упомянутой выше платформы.

В качестве первичных преобразователей вибрации в системах вибродиагностики используются в основном датчики ускорения (акселерометры).

Наиболее распространенным типом акселерометра, используемым в системах вибрационной диагностики, является пьезоэлектрический акселерометр. Активным элементом такого датчика является пьезоэлектрический материал. Одна сторона пьезоэлектрического материала соединена с основанием датчика, к другой стороне прикреплена так называемая сейсмическая масса. Когда акселерометр подвергается вибрации, создается сила, которая действует на пьезоэлемент. Данная сила равна произведению ускорения на сейсмическую массу. Благодаря пьезоэлектрическому эффекту генерируется заряд, пропорциональный приложенной силе. Поскольку сейсмическая масса постоянна, заряд пропорционален ускорению массы. В широком диапазоне частот (вплоть до сотен килогерц), можно считать, что основание датчика и сейсмическая масса испытывают одинаковое ускорение. Таким образом, датчик измеряет ускорение объекта мониторинга.

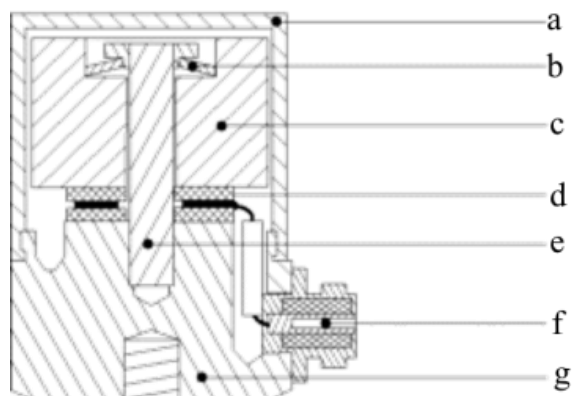


Рисунок 5 – Структура пьезоэлектрического акселерометра

На рисунке 5 показана структура пьезоэлектрического акселерометра, где: а – корпус датчика; b – пружина; с – сейсмическая масса; d- пьезоэлемент; e – крепежная ось; f – разъем кабеля; g – основание датчика.

Вторым по распространенности типом акселерометра являются MEMS-акселерометры (microelectromechanical systems, микроэлектромеханические). Акселерометры данного типа состоят из чувствительного MEMS элемента, печатной платы, на которой располагаются компоненты, ответственные за питание чувствительного элемента, преобразование уровней напряжения, компенсацию воздействия температуры.

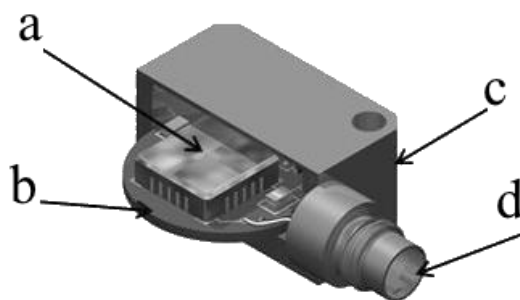


Рисунок 6 – Структура MEMS-акселерометра

На рисунке показана б структура MEMS-акселерометра, где: а – чувствительный элемент; b – печатная плата; с – корпус датчика; d – разъем кабеля. Датчики, использующие MEMS-технологии, обычно имеют более низкие стоимость и энергопотребление, чем пьезоэлектрические датчики.

Акселерометры подключаются к входным каналам аппаратной части системы вибродиагностики, обобщенная структурная схема которой показана на рисунке ниже.

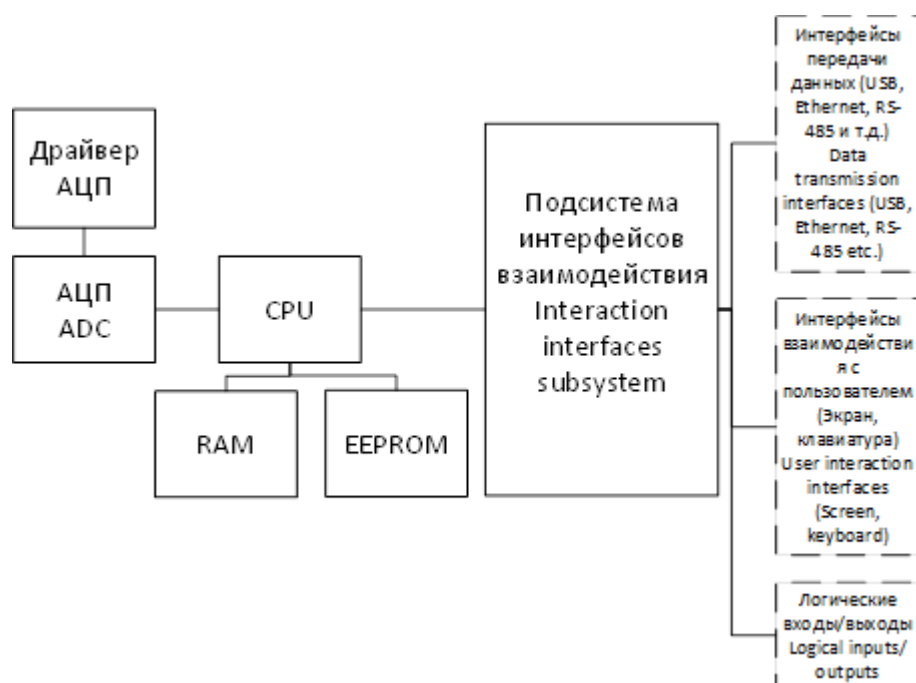


Рисунок 4 – Обобщенная структурная схема системы вибрационной диагностики

В общем случае прибор состоит из следующих частей:

- драйвера АЦП – обеспечивает приведение диапазонов входных сигналов от первичных преобразователей (датчиков) к диапазону входных сигналов АЦП, фильтрацию от помех, алиасинговых частот, как правило, обеспечивает переключение режимов работы канала измерения, осуществляет питание датчиков со встроенной электроникой.

- аналого-цифрового преобразователя (АЦП, ADC), применяемого для оцифровки сигналов первичных преобразователей. В рассматриваемых в настоящей статье системах используются многоканальные сигма-дельта-АЦП, имеющие разрядность от 16 до 24 бит, параллельной архитектуры. АЦП, построенные на сигма-дельта-архитектуре, хорошо зарекомендовали себя для диапазона частот, в которых измеряется вибрация благодаря низкому уровню шумов и большому динамическому диапазону. Параллельная архитектура входных каналов (в отличие от мультиплексированной) позволяет измерять фазовые соотношения между сигналами, что предоставляет дополнительные данные для вибродиагностики [4].

- процессоров. В качестве вычислителя в основном используются либо специализированные цифровые сигнальные процессоры (Digital Signal Processor, DSP), например, TMS320C674x или SM320C6713, или же процессоры общего назначения, предназначенные для встраиваемых (embedded) систем, такие как AM335x.

- блок энергонезависимой памяти (EEPROM) – для долговременного хранения настроек (коэффициентов чувствительности акселерометров, конфигурации диагностических параметров) и результатов измерений. Чаще всего – это флеш-накопитель NAND или NOR типа;

- подсистему взаимодействия с пользователем, которая отвечает за получение настроек и выдачу результатов измерений. Данная подсистема может включать в себя ряд блоков, обозначенных на схеме пунктирными линиями:

- интерфейсы передачи данных: Ethernet, USB, RS-485, CAN и т.д., которые могут использоваться для задания настроек измерения с помощью компьютера и для передачи результатов измерения;
- экран (в т.ч. тачскрин) и клавиатуру;
- логические входы и выходы, которые могут использоваться для сигнализации о превышении определенных пределов вибрации и/или переключения режимов работы прибора, на их основе реализуется функция виброзащиты, предназначенная для аварийного отключения подконтрольной машины

Каждый из перечисленных выше блоков может отсутствовать в каком-либо конкретном приборе.

На рассмотренной выше аппаратной платформе работает программное обеспечение, рассчитывающее параметры диагностических критериев, однако, как уже говорилось, его рассмотрение является темой отдельной статьи.

В итоге, в данной статье рассмотрены структура и основные компоненты типовой системы вибродиагностики, а именно:

- первичные преобразователи сигнала вибрации (акселерометры);
- аппаратная часть системы вибрационной диагностики, в которой выделены основные структурные блоки, а именно:
 - АЦП;
 - процессоры;
 - подсистема интерфейсов;
 - подсистема памяти (энергозависимой и энергонезависимой);

Дана краткая характеристика каждого из выделенных структурных блоков.

Литература

1. Корпий В.Г., Солопов Р.В., Соколов И.Н. Методы и оборудование для определения состояния энергетического оборудования по данным вибродиагностического исследования // ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ЭНЕРГЕТИКА И ЭКОНОМИКА (электроэнергетика, электротехника и теплоэнергетика). Сб трудов XX-ой Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. Смоленск. 2023. В 3 т. Т 1. сс. 82-86.
2. Солопов Р.В., Кавченков В.П., Соколов И.Н. Аналитический обзор отечественных и зарубежных стандартов вибрационного мониторинга состояния электроэнергетического оборудования // ЭНЕРГЕТИКА, ИНФОРМАТИКА, ИННОВАЦИИ – 2023 (электроэнергетика, электротехника и теплоэнергетика, математическое моделирование и информационные технологии в производстве). Сб. трудов XIII Межд. науч.-техн. конф. Смоленск. 2023. В 3 т. Т 1. сс. 45-49.
3. ГОСТ ИСО 10816-1-97 МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ Вибрация КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ МАШИН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЙ Часть 1. Общие требования. М: ИПК Издательство стандартов, 1998.
4. Костюков В. Н. Основы виброакустической диагностики и мониторинга машин: учеб. пособие / В. Н. Костюков, А. П. Науменко. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2011. – 360 с

МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРОВ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SIMINTECH ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Проблема обеспечения качества электроэнергии (КЭ) в специализированных системах электроснабжения, а именно нефтедобывающей отрасли, связана с увеличением числа частотно-регулируемого электропривода, насосных и вентиляторных установок на объектах, следовательно с распространением нелинейной нагрузки (НН).

Применение систем регулируемого электропривода воздействует на установившиеся и переходные процессы в сетях электроснабжения, что в результате приводит к ухудшению КЭ за счёт искажения формы токов и напряжений. Основные искажения обеспечивают 3, 5 и 7-я гармонические составляющие, что в свою очередь оказывает негативное влияние на функционирование электроснабжения, приводящее в дальнейшем к неустойчивой работе.

Влияние высших гармонических составляющих (ВГС) на элементы электрооборудования приводит к ряду негативных последствий, таких как нагрев элементов и электрических частей оборудования, ложное срабатывание релейной защиты и автоматики, преждевременное старение электрических аппаратов и их элементов, вследствие чего происходит увеличение капитальных вложений и повышение потерь в электрических машинах. Помимо этого, наличие гармонических составляющих так же приводит к снижению эффективности процессов потребления, передачи и генерации электроэнергии.

На сегодняшний день наиболее известным способом регулирования уровня ВГС является применение фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ), имеющих ряд как положительных, так и отрицательных качеств. Как правило в системах электроснабжения, применяют узкополосный фильтр, настроенный на определенную частоту. Активный фильтр (АФ) состоит из: выходного дросселя или трансформатора, инверторов и накопительных элементов, системы автоматического управления. Пассивный фильтр (ПФ), в свою очередь, состоит из: вводной ячейки, блока конденсаторов и однофазных реакторов с воздушным сердечником. Основными недостатками пассивных ФКУ являются ограниченная эффективность снижения уровня несинусоидальности при вариации спектра высших гармонических составляющих, а так же сложность настройки параметров и компенсируемых частот блока фильтров после его установки в сети. Совместное использование активных фильтрокомпенсирующих устройств с устройствами компенсации реактивной мощности так же могут приводить к негативным факторам в виде резонансных явлений. Явным недостатком является высокая стоимость и сложная силовая часть активных фильтров.

Таким образом, в сложившейся ситуации следует уделить внимание на применение гибридных фильтрокомпенсирующих устройств (ГФУ), сочетающих в себе все сильные стороны активных и пассивных фильтров. Данное устройство имеет гибкую структуру и серьезный набор функций по повышению качества электроэнергии, тем самым являясь одним из возможных способов решения существующей проблемы.

ГФУ состоят из синтеза активных фильтров и пассивных фильтров, обладающих различными способами подключения к компенсируемой сети.

Компенсация высших гармонических составляющих (ВГС) в системе электроснабжения ГФУ в зависимости от требуемой задачи может быть выполнена:

1. На компенсацию ВГС с помощью управляемого источника тока за счет применение параллельных активных фильтров (ПАФ);
2. На компенсацию ВГС напряжения с помощью источника напряжения за счет применение последовательных активных фильтров (ПСАФ).

Проанализируем эффект снижения уровня ВГС для 3 предложенных вариантов ФКУ. Для моделирования фильтров используем российский программный комплекс SimInTech. Разработанная имитационная модель без установки пассивных фильтров приведена на рисунке 1 а). Нелинейная нагрузка представлена в виде источника тока с блоком формирования синусоидального выходного сигнала. По результатам моделирования были получены осциллограмма и спектрограмма тока, представлены на рисунке 4.

В качестве ПФ в среде SimInTech выбираем из библиотеки блоков ЭЦ-Динамика блок «Фильтрокомпенсирующее устройство 3-фазное». На рисунке 1 б) приведена имитационная модель с установкой двух ПФ, настроенного на подавление 5 и 7 ВГС. По результатам моделирования ПФ, получены осциллограммы и спектрограммы напряжения и тока, представлены на рисунке 5.

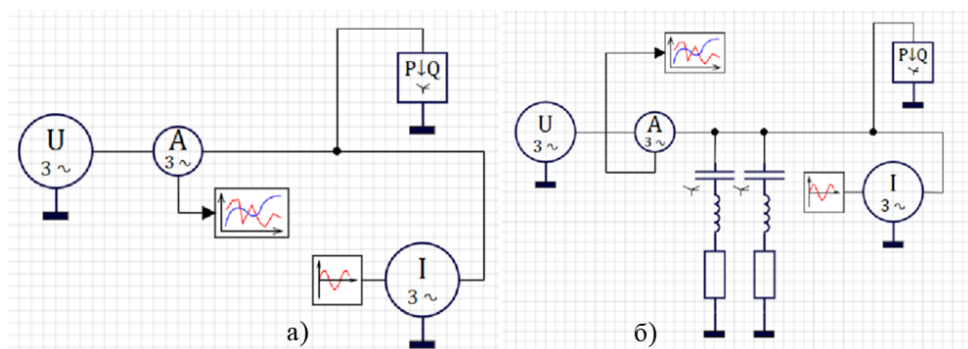


Рисунок 1. – Модель сети 0,4 кВ: а) Без ФКУ; б) Первый вариант ФКУ: два ПФ для подавления 5 и 7

Модель устройства ПАФ состоит из шести стандартных блоков IGBT-транзисторов, катушек индуктивностей фильтрующего дросселя L на выходе устройства фильтрации высших гармоник, одного накопительного конденсатора со стороны постоянного тока и системы управления. На рисунке 2 приведена имитационная модель сети с установкой ПАФ, на выходе которого подключен

дроссель. Параметры сети и нелинейной нагрузки приняты такими же, как и в случае с установкой ПФ. В качестве алгоритма управления ПАФ принят метод определения опорного тока с фазовыми преобразованиями.

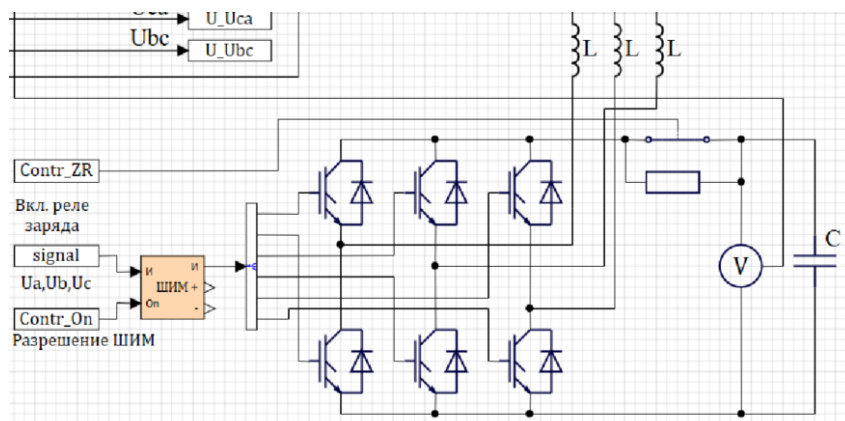


Рисунок 2 – Модель второго варианта ФКУ (ПАФ)

По результатам моделирования ПАФ, получены осциллограммы и спектрограммы напряжения и тока, представлены на рисунке 6.

На рисунке 3 приведена структура ГФУ, в котором используются ПАФ и два ПФ. Компенсация остаточных гармонических искажений осуществляется за счёт ПАФ после двух ПФ, настроенных на подавление канонических 5 и 7 ВГС, тем самым, уменьшая номинальную мощность и массогабаритные показатели самого ПАФ. По результатам моделирования ГФУ, получены осциллограммы и спектрограммы напряжения и тока, представлены на рисунке 7. Уровень напряжения по результатам математического моделирования не изменяется. Анализируя таблицу 1 и полученные результаты спектрограмм, мы можем увидеть, что степень снижения уровней ВГС тока и напряжения ГФУ на основе ПАФ и ПФ обеспечивает более эффективную компенсацию гармоник по сравнению с отдельным использованием ПАФ и ПФ. При этом для обеспечения компенсации ВГС с помощью ГФУ на основе ПАФ можно уменьшить индуктивность на выходе автономного инвертора ГФУ, что позволяет снизить массогабаритную часть.

Таблица 1 – Результаты абсолютной амплитуды для каждого режима сети.

Режим сети	f, Гц	50	100	150	200	250	300	350
Без ФКУ	о.е.	23,24	1,4	0,88	1,26	5,99	0,84	4,99
ПФ	о.е.	18,77	1,73	1,86	2,77	0,29	1,8	0,12
ПАФ	о.е.	20,21	1,73	1,08	1,12	3,16	0,82	2,49
ГФУ	о.е.	18,64	0,26	1,15	1,40	0,13	1,79	0,07

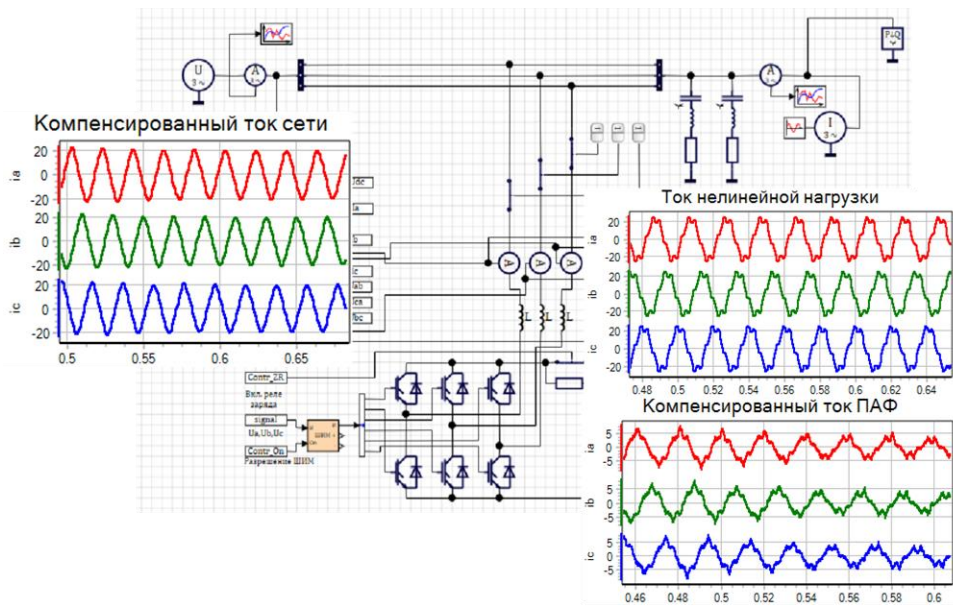


Рисунок 3 – Модель третьего варианта ФКУ (ГФУ)

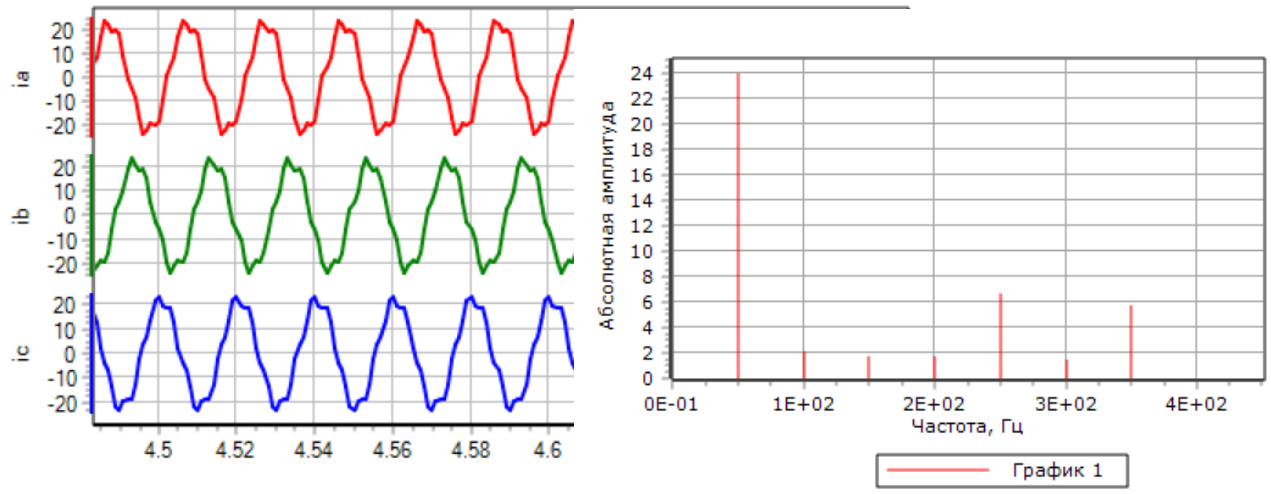


Рисунок 4 – Осциллограмма и спектрограмма кривой тока фазы А без применения пассивных фильтров

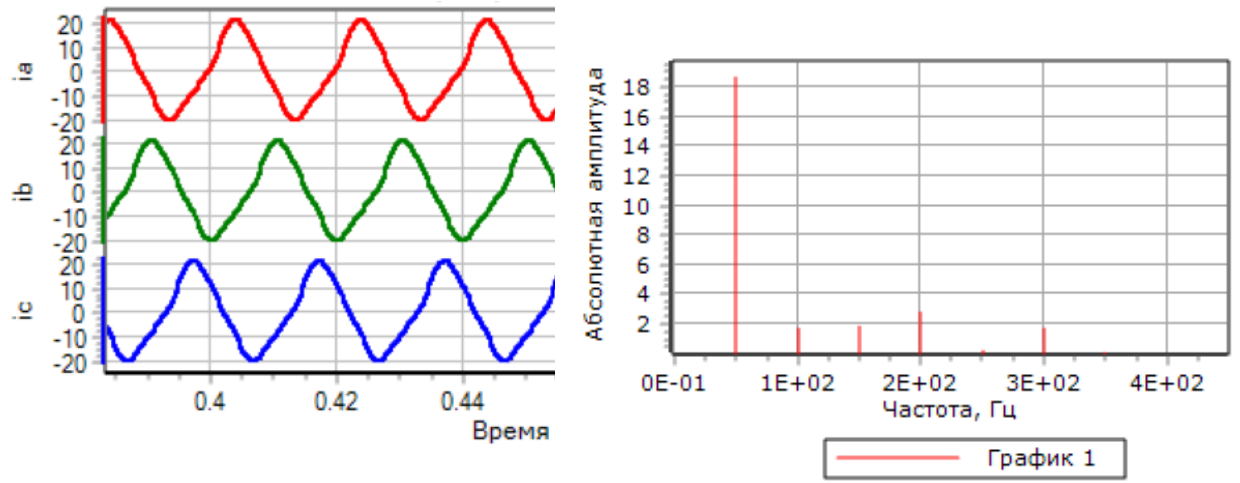


Рисунок 5 – Осциллограмма и спектрограмма кривой тока фазы А с

применением ПФ, настроенных на 5 и 7 ВГС

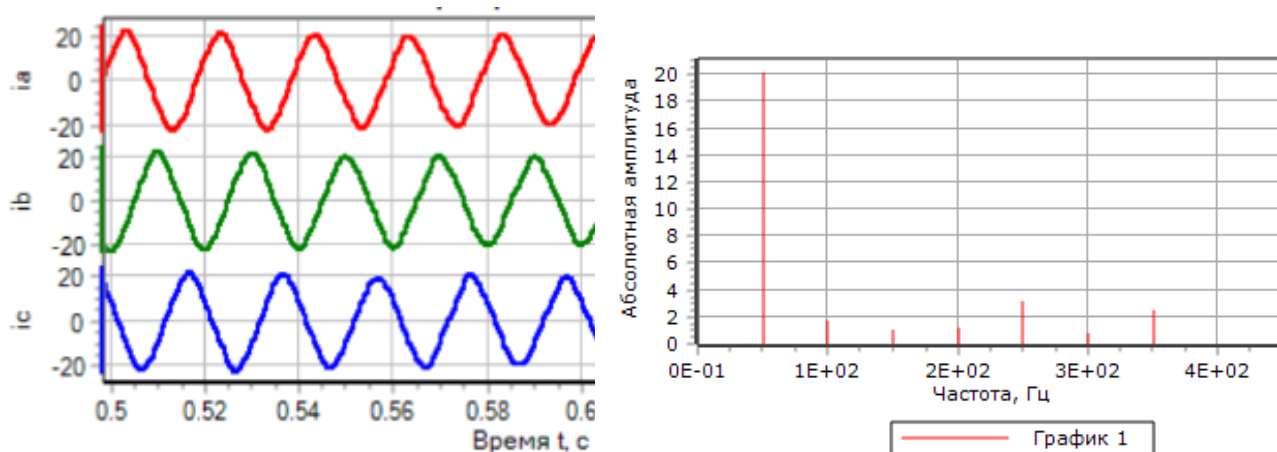


Рисунок 6 – Осциллограмма и спектрограмма кривой тока фазы А с применением ПАФ

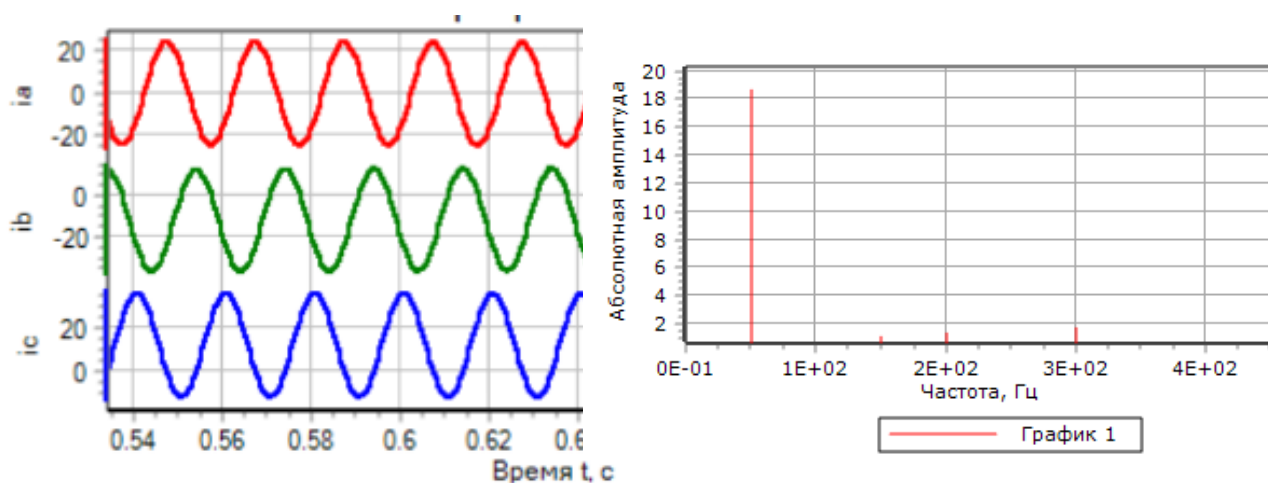


Рисунок 7 – Осциллограмма и спектрограмма кривой тока фазы А с применением ГФУ

Таким образом, результаты имитационного моделирования показывают возможность применение ГФУ на основе параллельного фильтра, который позволяет обеспечить компенсацию реактивной мощности в системе электроснабжения, а также уменьшение уровня ВГС, что позволяет рассматривать данное ГФУ в качестве многофункционального устройства для повышения КЭ.

Литература

- 1) Баршадский И.А., д.т.н. Якимишина В.В., к.т.н. Данилов В.Г. Выбор регулируемых фильтрокомпенсирующих устройств в сетях 0,4 кВ с нелинейными нагрузками. – Донецк: ГОУ ВПО «Донецкий национальный технический университет, ВЕСТНИК ДонНТУ, 2017/С 16-22.
- 2) Дрей Н.М. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с малой установленной мощностью. – Чебоксары: «Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова», 2021. С 133.
- 3) Сычев Ю.А. Фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий. – Санкт-Петербург: «Санкт-Петербургский горный университет», 2021. С 365.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ КОМПОНОВОК КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В России из-за большого роста потребителей электроэнергии и устаревшего оборудования на производственных предприятиях растет интерес к рынку комплектных трансформаторных подстанций (КТП). При большом разнообразии компоновок КТП следует выбирать те, которые наиболее эффективные и надежные при минимальных затратах и соответствующие правилам техники безопасности. Одними из основных нормативных документов, которые необходимо учитывать при проектировании КТП, являются Правила устройства электроустановок (ПУЭ), Регламент о пожарной безопасности.

Выбор и анализ компоновок КТП будет производиться для промышленного химического цеха Десногорского полимерного завода, электрическая схема распределения которого представлена на рисунке 1.

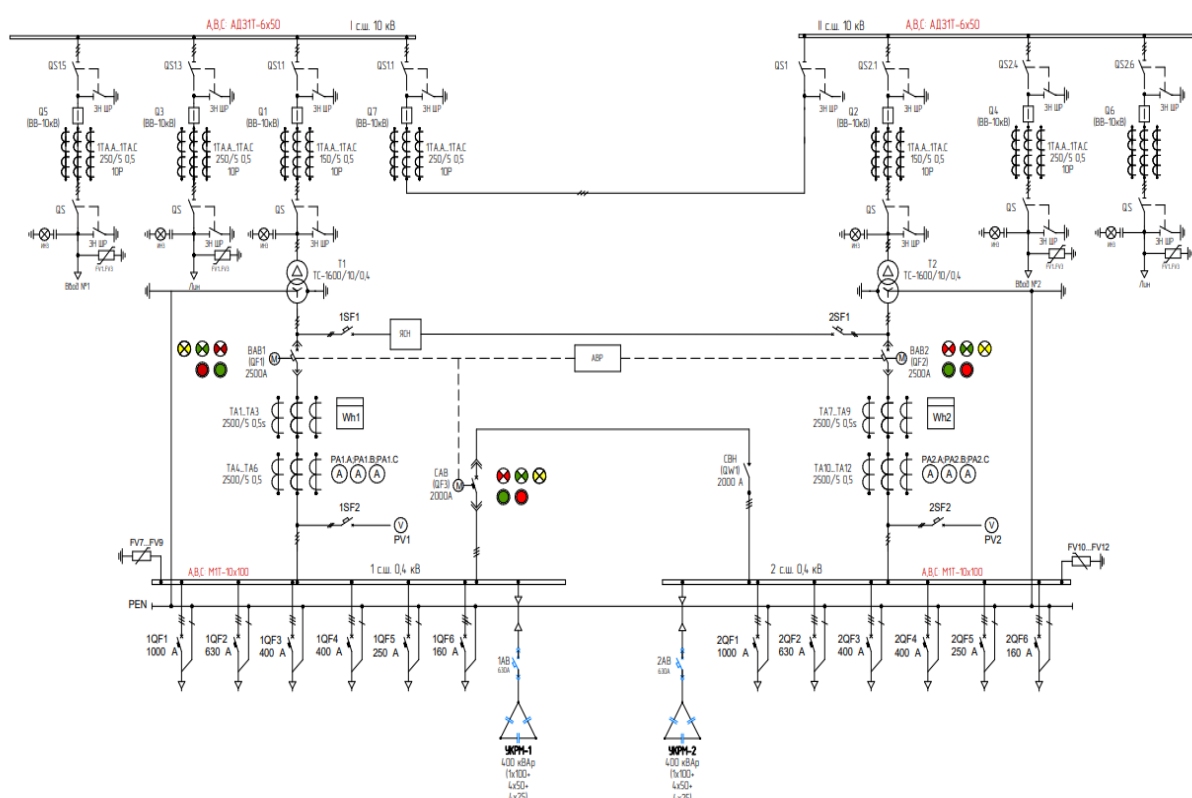


Рисунок 1 – Электрическая схема однолинейная

Потребителями электрической энергии являются станки, технологические линии с высокоточными системами контроля, экструдеры. Так как большая часть электрического оборудования представляется асинхронными двигателями, необходима установка конденсаторов компенсации реактивной мощности.

Из-за агрессивной среды химического цеха, при проектировании КТП будут использованы сухие силовые трансформаторы. Главным преимуществом сухих трансформаторов является отсутствие трансформаторного масла и вследствие этого исключается риск возгорания, а также утечки масла, которая приводит к загрязнению окружающей среды. Также для сухих трансформаторов не требуются дополнительные отверстия в КТП для слива масла. Сухие трансформаторы просты в использовании. Монтаж силового трансформатора осуществляется в изолированном отсеке, доступ к которому имеется только для квалифицированного персонала. Для отвода тепла будут использованы вентиляционные решетки в двери и на крыше.

Выбор сечения сборных шин производится исходя из ПУЭ таблицы 1.3.31, которая представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Допустимый длительный ток для шин прямоугольного сечения

Размеры, мм	Медные шины				Алюминиевые шины				Стальные шины	
	Ток *, А, при количестве полос на полюс или фазу								Размеры, мм	Ток *, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15x3	210	–	–	–	165	–	–	–	16x2,5	55/70
20x3	275	–	–	–	215	–	–	–	20x2,5	60/90
25x3	340	–	–	–	265	–	–	–	25x2,5	75/110
30x4	475	–	–	–	365/370	–	–	–	20x3	65/100
40x4	625	–/1090	–	–	480	–/855	–	–	25x3	80/120
40x5	700/705	–/1250	–	–	540/545	–/965	–	–	30x3	95/140
50x5	860/870	–/1525	–/1895	–	665/670	–/1180	–/1470	–	40x3	125/190
50x6	955/960	–/1700	–/2145	–	740/745	–/1315	–/1655	–	50x3	155/230
60x6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	–	870/880	1350/1555	1720/1940	–	60x3	185/280
80x6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	–	1150/1170	1630/2055	2100/2460	–	70x3	215/320
100x6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	–	1425/1455	1935/2515	2500/3040	–	75x3	230/345
60x8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	–	1025/1040	1680/1840	2180/2330	–	80x3	245/365
80x8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	–	1320/1355	2040/2400	2620/2975	–	90x3	275/410
100x8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	–	1625/1690	2390/2945	3050/3620	–	100x3	305/460
120x8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	–	1900/2040	2650/3350	3380/4250	–	20x4	70/115
60x10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	–	1155/1180	2010/2110	2650/2720	–	22x4	75/125
80x10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	–	1480/1540	2410/2735	3100/3440	–	25x4	85/140
100x10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	30x4	100/165

Расчет тока производится по формуле:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

где S – мощность силового трансформатора, кВА

U – напряжение, кВ

$$I = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} \approx 2309 \text{ А}$$

При токе **2309 А**, исходя из таблицы 1, выбирается медная одинарная шина размером 100x10 мм. Главным преимуществом медной шины является высокая удельная проводимость и теплопроводность, вследствие этого по сравнению с алюминиевой шиной медная имеет меньшее сечение.

При установке распределительных устройств на открытом воздухе необходимо соблюдать следующие требования: устройство должно быть располо-

жено на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки и должно иметь конструкцию, соответствующую условиям окружающей среды [1]. Исходя из этого, предусматривается фундаментная часть для КТП. Фундамент для КТП формируется из стандартных фундаментных блоков стеновых (ФБС).

Первый вариант компоновки расположен на рисунке 2.

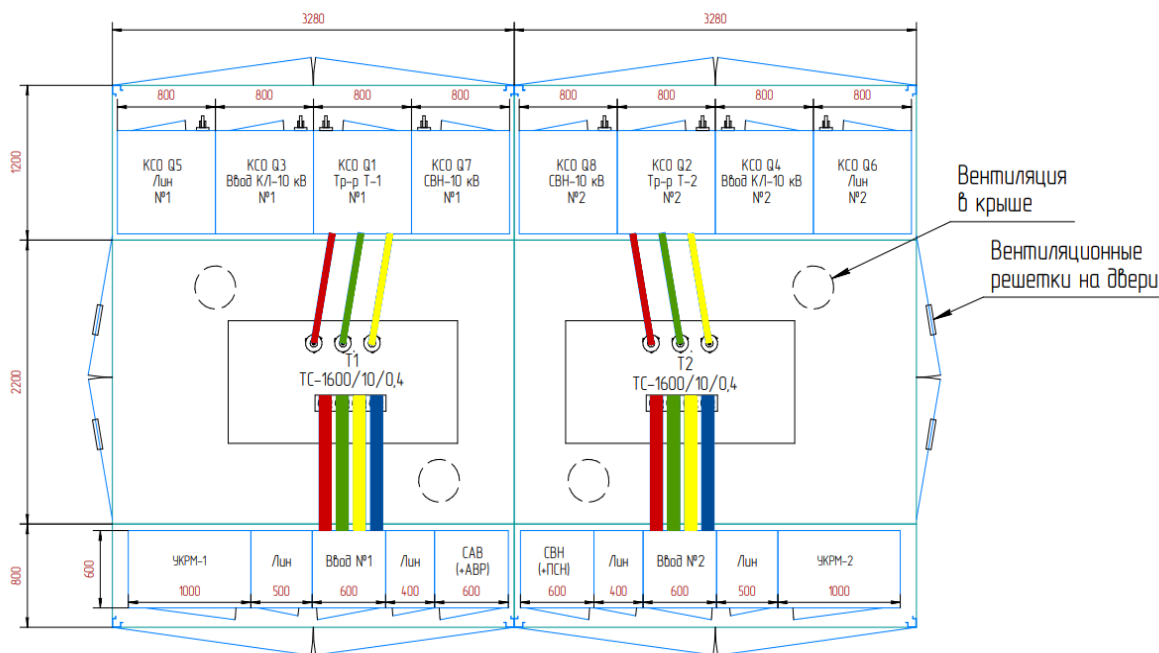


Рисунок 2 – Вариант компоновки № 1

Преимуществом данной компоновки является:

1. Наглядность схемы. РУ 10 кВ и РУ 0,4 кВ расположены в соответствии с электрической схемой;
2. Минимальный расход шины. Шины от трансформаторов напрямую идут к трансформаторным ячейкам;
3. Близкое расположение двух секций. Удобство обслуживания и ремонтных работ в РУ;
4. Дальнейшая реконструкция. При таком варианте компоновки возможна замена трансформатора на большую мощность;
5. Низкая стоимость.

Недостатки:

1. Недостаточная вентиляция в камерных отсеках;
2. Отсутствие коридора обслуживания.

Второй вариант компоновки представлен на рисунке 3.

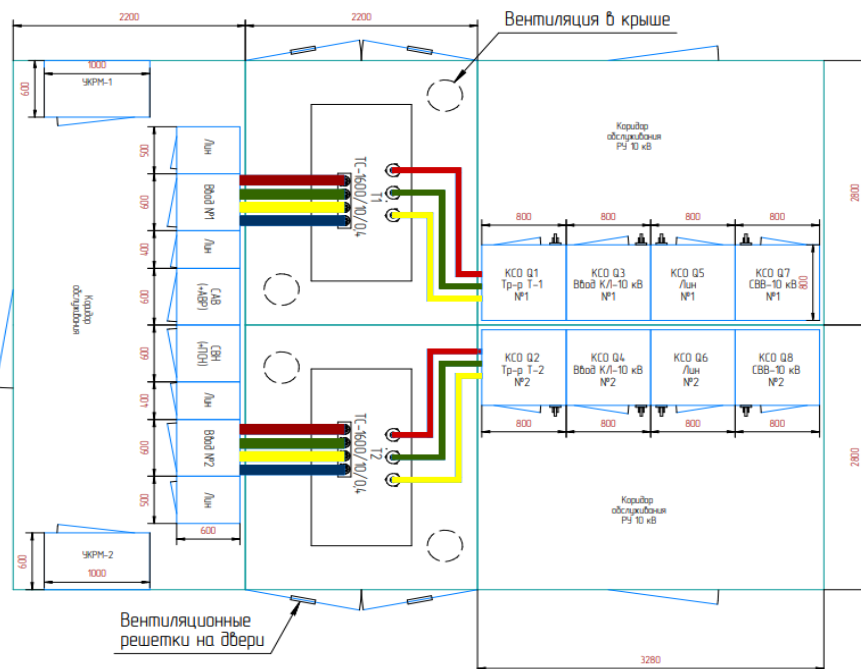


Рисунок 3 – Вариант компоновки № 2

Данный вариант обладает следующими преимуществами:

1. Наличие коридора обслуживания. При неблагоприятных погодных условиях удобство выполнения ремонтных работ.

Недостатки:

1. Расход шины больше по сравнению с первым вариантом компоновки;
2. Неудобство оперативных переключений в РУ ВН, так как ячейки КСО расположены в разных отсеках;
3. Увеличение блоков из-за коридоров обслуживания, что приводит к удорожанию.

Третий вариант компоновки расположен на рисунке 4.

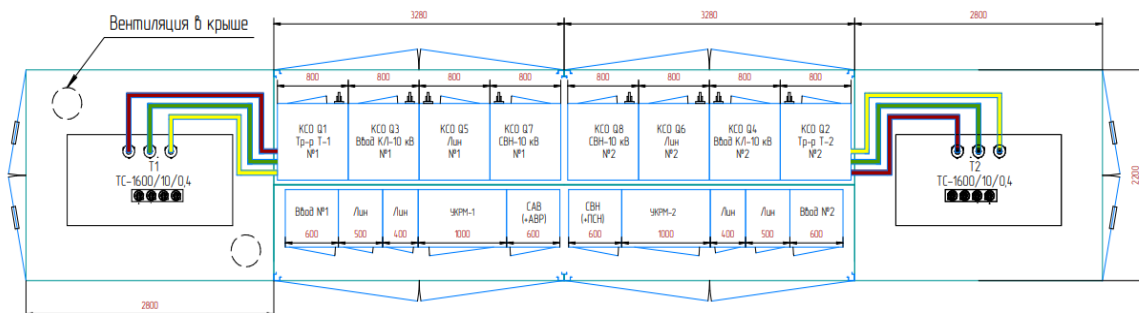


Рисунок 4 – Вариант компоновки № 3

Достоинства:

1. Достаточная вентиляция трансформаторных камер. По сравнению с предыдущими компоновками вентиляцию можно расположить не только на двери и крыше, но и на стенах КТП.

2. Близкое расположение двух секций. Удобство обслуживания и ремонтных работ в РУ.

Недостатки:

1. Большой расход шины и кабеля. В таком габарите на стороне низкого напряжения расположение шины 100x10 не соответствует ПУЭ. Вместо шины используется кабель, что приводит к резкому удорожанию.

2. «Вытянутый» тип подстанции не всегда целесообразен из-за нахождения вблизи административных зданий, водоканалов, газопроводов, ограждений.

Таким образом, для объекта выбирается компоновка № 2. В данной компоновке есть свободное пространство для размещения обогревателей, так как на РУ ВН в ячейках КСО в качестве коммутирующих аппаратов будут установлены вакуумные выключатели, которые работают с дополнительными устройствами такими, как релейной защитой и автоматикой, устройствами оперативного питания, работающие при низких температурах некорректно.

Литература

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Глава 4.1. Распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока. Глава 4.2. Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ (утв. Приказом Минэнерго России от 20.06.2003 N 242) [Электронный ресурс] URL:

<https://www.ruscable.ru/info/pue/4-2.html> (дата обращения 26.09.2024)

2. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 25.12.2023) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [Электронный ресурс] URL:

<https://legalacts.ru/doc/FZ-Teh-reglament-o-trebovanijah-pozharnoj-bezopasnosti/> (дата обращения 28.09.2024)

СЕКЦИЯ 2 ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

*Д.И. Баловнев к.т.н. доц.; М.А. Вавиленков маг., П.А. Данилов маг.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПРИМЕНЕНИЕ ВИБРОАКУСТИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ СКРЫТЫХ ДЕФЕКТОВ РОТОРА И СТАТОРА

Использование вибрационного анализа – ключевой метод диагностики, позволяющий обнаружить ранние признаки неисправностей, которые могут не проявляться в работе двигателя. Для данного исследования использован асинхронный двигатель модели АИР132М2, мощностью – 7,5 кВт, частотой оборотов - 3000 об/мин, с установленными в нем шариковыми подшипниками, который широко применяется в промышленности для привода различного оборудования, что делает его диагностику критически важной для поддержания производительности и предотвращения аварийных остановок. Проведены расчеты с учётом известных дефектов, таких как дисбаланс ротора, износ подшипников и трещины в роторе или статоре.

Актуальность виброакустической диагностики в настоящее время объясняется растущей потребностью в повышении надежности и эффективности электромеханических систем, особенно в условиях увеличения объемов производства и автоматизации промышленных процессов. Асинхронные двигатели, используемые в критически важных секторах (например, в энергетике, транспорте, промышленности), требуют постоянного контроля за своим состоянием, чтобы избежать непредвиденных поломок и простоев.

Задачи, поставленные для выполнения исследования:

- анализ вибрационных характеристик двигателя АИР132М2;
- определение и систематизация вибрационных параметров.

Был использован расчетный подход на основе существующих данных из научной литературы и характерных вибрационных показателей для дефектов электродвигателей.

Типы неисправностей, которые рассматривались в рамках исследования:

1. Дисбаланс ротора: проявляется на частоте вращения двигателя – 50 Гц.
2. Износ подшипников: для шариковых подшипников характерны частоты в диапазоне 100–200 Гц.
3. Трещины на роторе: вибрации возникают на низких частотах – 10 и 20 Гц.

Анализ с использованием известных характеристик двигателя и типичных вибрационных данных, взятых из литературы по виброакустической диагностике. Эти данные были использованы для построения модели, которая позволяет прогнозировать вибрации для различных типов неисправностей.

Типы неисправностей в зависимости от частоты вибраций и амплитуды, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Типы неисправностей в зависимости от частоты вибраций и амплитуды.

Тип неисправности	Частота вибраций (Гц)	Ожидаемая амплитуда вибраций (мкм)
Дисбаланс ротора	50	45
Износ подшипников	100, 150, 200	55, 65, 75
Трещина на роторе	10, 20	30, 35

На основе данных таблицы можно сделать вывод, что каждый тип неисправности вызывает характерные колебания на различных частотах. Дисбаланс ротора проявляется на частоте вращения двигателя, что соответствует 50 Гц, и амплитуда вибрации при этом достигает 45 мкм. Износ подшипников характеризуется более высокими частотами в диапазоне от 100 до 200 Гц, а трещины на роторе вызывают вибрации на низких частотах — 10 и 20 Гц.

На графике 1. построенном ниже, представлены амплитуды вибраций для каждого типа неисправности в зависимости от частоты.

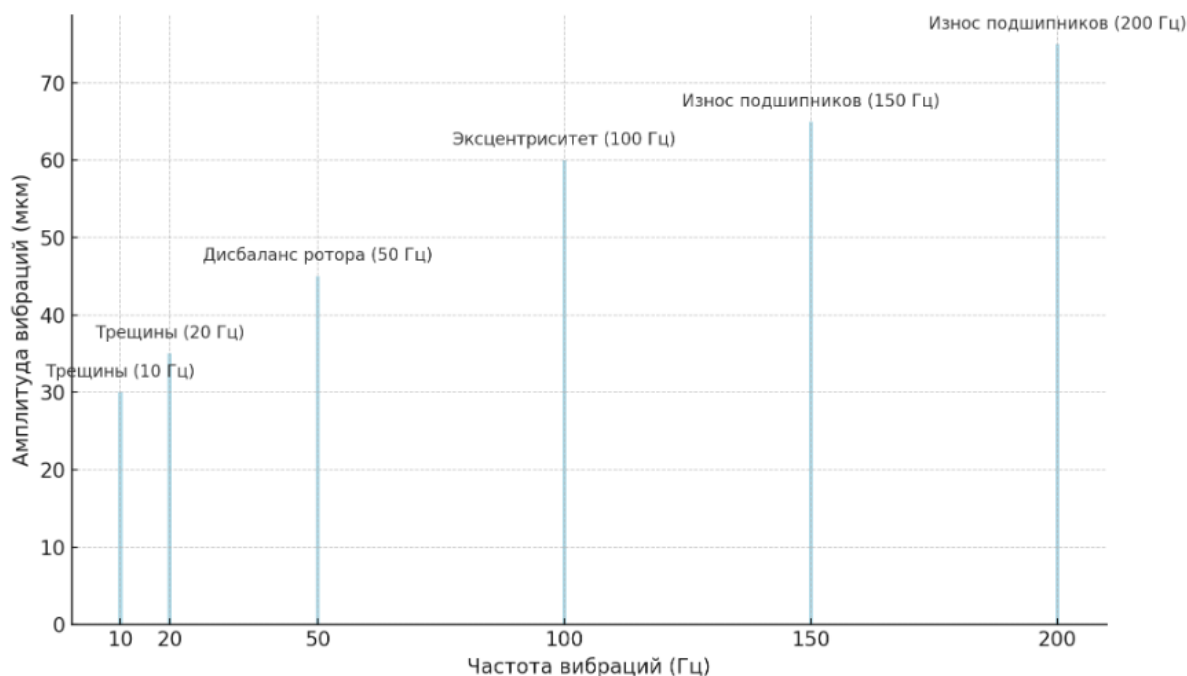


Рисунок 1. Амплитуды вибраций в зависимости от частоты для различных дефектов двигателя АИР132М2

Одна из основных и частых неисправностей асинхронных двигателей, а конкретно в случае с АИР132М2, дисбаланс ротора, который проявляется, как можно увидеть из таблицы выше, на частоте вращения двигателя.

С помощью виброакустического анализа зафиксированы вибрации на разных частотах, которые подвергаются неисправностям, из этого следует два признака дисбаланса в вибрационных данных:

1. Увеличенная амплитуда вибраций на частоте вращения ротора - прибор фиксирует сильный пик на частоте 50 Гц, который значительно выше нормы.

2. Отсутствие значимых пиков на других частотах - указывает на отсутствие других дефектов, таких как износ подшипников или трещины.

В исправном асинхронном двигателе АИР132М2 на частоте 50 Гц амплитуда вибраций минимальна (порядка 5-10 мкм), так как ротор сбалансирован, и вращение происходит плавно без дополнительных вибраций, но при показаниях прибора о наличии дисбаланса на частоте 50 Гц амплитуда вибраций возрастает до 45 мкм и выше, что указывает на нарушение баланса ротора, для сравнения данные представлены в таблице 2.

Таблица 2. Состояние ротора в зависимости от амплитуды вибраций на частоте 50 Гц.

Состояние двигателя	Частота вибраций (Гц)	Амплитуда вибраций (мкм)
Исправное состояние	50	5-10
Дисбаланс ротора (неисправность)	50	45

Виброакустический анализ фиксирует повышенную амплитуду на определенных частотах (в данном случае 50 Гц), что позволяет определить наличие неисправности. Сравнение амплитуд в исправном и неисправном состоянии позволяет точно диагностировать проблему и принять меры по её устранению.

Сравнение вибраций: исправное и неисправное состояние двигателя, представлены на графике 2.

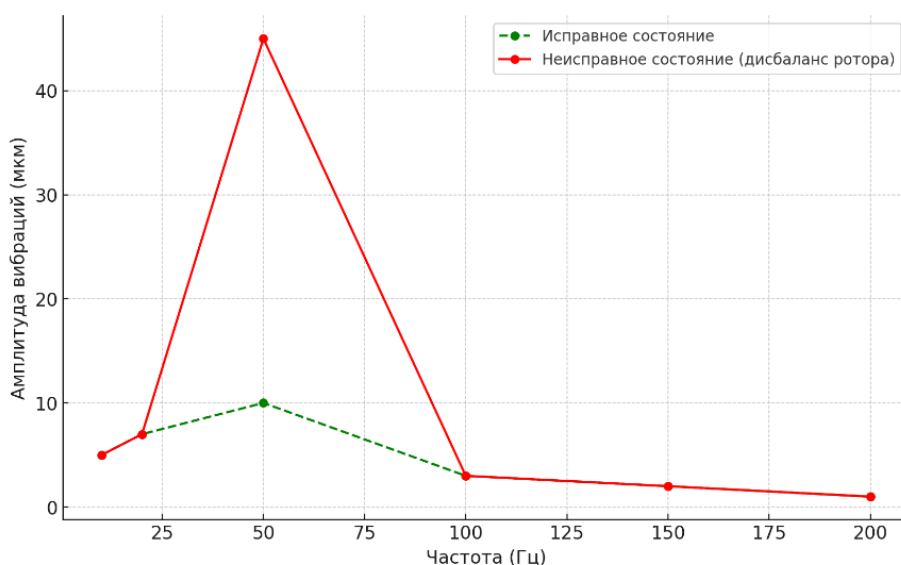


Рисунок 2. Сравнение вибраций: исправное и неисправное состояние двигателя

На графике видно сравнение вибраций двигателя в исправном и неисправном состоянии.

- Зелёная линия показывает исправное состояние: амплитуда вибраций на частоте 50 Гц составляет около 10 мкм, что соответствует норме.

- Красная линия демонстрирует неисправность (дисбаланс ротора): на частоте 50 Гц амплитуда вибраций значительно увеличивается (до 45 мкм), что является признаком дисбаланса.

Как видно, прибор фиксирует значительно увеличенную амплитуду вибраций на частоте вращения двигателя (50 Гц), что указывает на неисправность. На других частотах (например, 100, 150 Гц) существенных пиков не наблюдается, что подтверждает локализованный дефект

В данной статье исследовано применение виброакустической диагностики для выявления дисбаланса ротора на примере двигателя АИР132М2. Выявлено, что при дисбалансе ротора появляются вибрации на частоте 50 Гц в 5 раз больше по амплитуде, чем в исправном двигателе. Данный метод диагностики можно использовать для мониторинга состояния электрических машин.

Литература

1. Горшков, А. В. Диагностика электромеханических систем. — М.: Машиностроение, 2012.
2. Иванов, В. И. Теория вибраций: Анализ вибраций машин и механизмов. — СПб: Лань, 2010.

*Д.И. Баловнев, к. т. н., доц.; И.Р. Сенченков, маг., Д.А. Хохлов, маг.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

СОВРЕМЕННЫЕ И КЛАССИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УЛУЧШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИНАХ

На сегодня, энергоэффективность является одним из главных факторов при проектировании и производстве электрических преобразователей энергии. Коэффициент полезного действия (КПД) является одним из главных параметров, которые влияют на энергоэффективность. В данной статье мы рассмотрим классические и современные методы улучшения КПД в электрических преобразователях энергии, также представим данные и расчеты, подтверждающие эффективность этих методов. Цель данной работы выявить современные методы повышения коэффициента полезного действия (КПД), и сравнить с классическими методами повышения КПД.

Для данной работы определили задачи, такие как:

1. Разбор основных классических методов повышения КПД, предоставить результаты исследования.
2. Выявление и разбор современных методов повышения КПД, предоставить результаты исследования.
3. Сделать вывод о проделанной работе.

Для исследования методов представим спроектированный в программе КОМПАС 3D асинхронный двигатель, характеристики которого представлены ниже:

Таблица 1. Характеристики спроектированного АД

№	Технические параметры	Значение
1	Номинальная мощность $P_{2н}$	18,5 кВт
2	Номинальное напряжение $U_{1н}$	220/380 В
3	Частота сети f_1	50 Гц
4	Число полюсов $2p$	6
5	Степень защиты (ГОСТ 17494 – 87)	IP 54
6	Конструктивное исполнение (ГОСТ 2479 – 79)	IM 1081
7	Способ охлаждения (ГОСТ Р МЭК 60034-6-2012)	IC 411
8	Режим работы (ГОСТ IEC 60034-1-2014)	S1
9	Климатическое исполнение и категория размещения (ГОСТ 15150 – 69)	У 1

Таблица 2. Параметры потерь для режима холостого хода спроектированного АД

№	Параметры	Обозначение	Значение
1	Магнитные потери (полные потери в стали)	$P_{ст}$	389,92 Вт
	Основные потери в стали	$P_{ст.осн}$	321,64 Вт
	Поверхностные потери в роторе	$P_{пов2}$	0,027 Вт
	Пульсационные потери в зубцах ротора	$P_{пуль2}$	68,25Вт
2	Электрические потери в обмотке статора	$P_{эл.1}$	1,241 кВт
3	Электрические потери в обмотке ротора	$P_{эл.2}$	0,491 кВт
4	Механические потери	$P_{мех}$	94,7 Вт
5	Добавочные потери	$P_{доб}$	0,105 кВт
6	Суммарные потери	ΣP	2,321 кВт
7	Электрические потери при ХХ	$P_{эл.хх}$	104,7 Вт
8	Активная составляющая тока ХХ	$I_{хх.а}$	0,893 А
9	Реактивная составляющая тока ХХ	$I_{хх.р}$	9,21 А
10	Ток холостого хода	$I_{хх}$	10,5 А
11	Коэффициент мощности при ХХ	$\cos\varphi_{хх}$	0,085

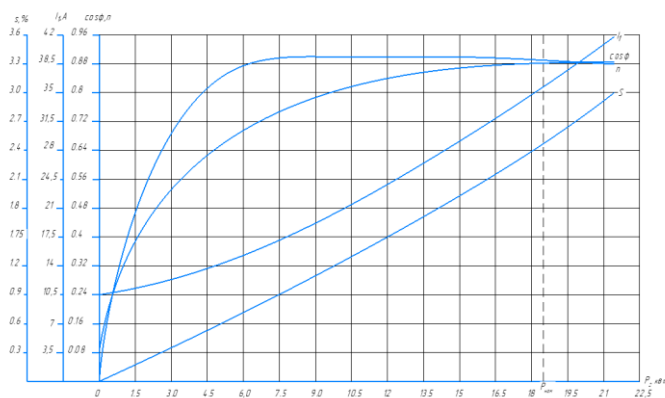


Рис.1 Рабочие характеристики спроектированного АД

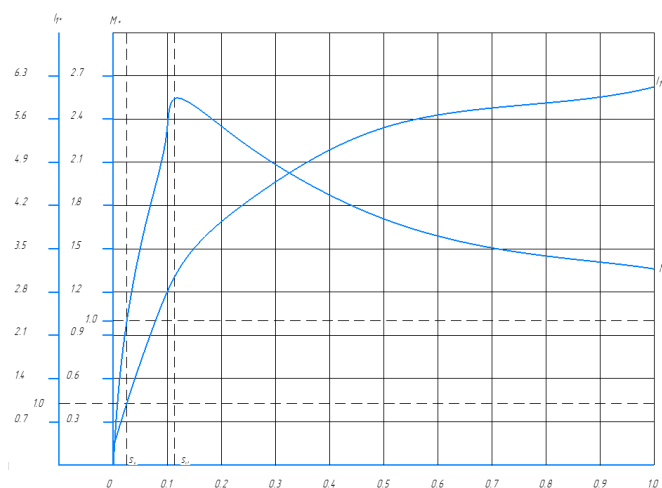


Рис.2 Пусковые характеристики спроектированного АД

Из классических методов увеличения энергетических показателей электрической машины стоит выделить уменьшение электрических потерь в обмотке статора, уменьшение потерь в обмотке ротора, уменьшение потерь на возбуждение.

Из таблицы 2 наибольшими потерями в электродвигателях переменного тока являются электрические потери в фазах обмотки статора.

Электрические потери в обмотке статора: $P_{\Sigma 1} = m_1 \cdot I_1^2 \cdot r_1$, где m_1 – число фаз обмотки статора; I_1 – ток в статоре; r_1 – активное сопротивление обмотки статора при заданной температуре. Как следует из формулы, электрические потери обмотки статора прямо пропорциональны сопротивлению этой самой обмотки. Уменьшение потерь статора может значительно повысить КПД электрической машины. Это происходит методом замены материалов на материалы с меньшим удельным электрическим сопротивлением. К таким относятся серебро и сверхпроводниковые материалы, которые можно поставить вместо меди.

Вторыми по величине потерями при номинальном режиме являются электрические потери в обмотке ротора. Уменьшить потери здесь можно так же, как в случае статора, а именно, нужно в качестве материала обмотки ротора взять тот, у которого удельное электрическое сопротивление меньше, вследствие чего так же увеличивается КПД. Зачастую вместо меди берут алюминий.

Потери на возбуждения P_f немного меньше, чем электрические потери обмотки статора. Потери на возбуждение рассчитываются по формуле: $P_f = I_{f\text{ном}}^2 r_{f(75)} + \Delta U_{\text{щ}} I_{f\text{ном}}$, где $I_{f\text{ном}}$ – номинальное значение тока возбуждения; $r_{f(75)}$ – активное сопротивление обмотки возбуждения при 75°C ; $\Delta U_{\text{щ}}$ – переходное падение напряжения в щёточном контакте. В процессе проектирования ощутимое влияние можно оказать на сопротивление обмотки и ток возбуждения, в следствие чего уменьшить их потери и увеличить КПД.

Современная электромеханическая система это не только электрические машины, но и блок управления с различными компонентами. Самым основным компонентом в системе управления являются силовые транзисторы. Применение силовой электроники показало отличные результаты на пути повышения КПД электродвигателей и расширило область использования электродвигателей. В следствии этого появились вентильно-индукторные, релуктивные, шаговые двигатели и т.д.

Одним из современных методов улучшения КПД является использование транзисторов на основе карбида кремния (SiC) и азотида галлия (GaN). Эти приборы имеют более высокий КПД, чем традиционные силовые транзисторы, и могут быть использованы в различных типах электрических преобразователей, таких как инверторы, преобразователи постоянного тока и преобразователи переменного тока.

Использование магнитных материалов с высокой насыщаемостью, таких как кремнистое железо и кобальт, также способствует повышению КПД электрических преобразователей. Эти материалы имеют высокую магнитную проницаемость, а также позволяют сократить размеры магнитопроводов, что уменьшает потери мощности.

Также важнейшим методом улучшения КПД является использование многолетнего опыта в проектировании и производстве электрических преобразователей. В него входит оптимизация конструкции, выбор оптимальных вариантов материалов и технологий производства, а также использование современных методов расчета и проектирования.

Для наглядности эффективности современных методов улучшения КПД в электрических преобразователях был проведен расчет КПД двух преобразователей: с традиционными силовыми транзисторами и с использованием SiC транзисторов. Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчета КПД преобразователей.

Преобразователь	КПД
С традиционными силовыми транзисторами	85%
С использованием SiC транзисторов	95%

Как следует из таблицы, использование SiC транзисторов позволяет увеличить КПД на 10% по сравнению с традиционными силовыми транзисторами.

В качестве примера применения современных методов улучшения КПД можно представить преобразователь постоянного тока для электромобилей. Преобразователи постоянного тока для электромобилей также могут быть улучшены с помощью SiC транзисторов и магнитных материалов с высокой насыщаемостью. Это позволяет повысить КПД преобразователей и увеличить дальность хода электромобиля.

Дополнительные данные и расчеты:

Для расчета КПД преобразователей была использована следующая формула:

$$(1.1) \quad \eta = \frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}} \cdot 100\%$$

где $P_{\text{вых}}$ - выходная мощность преобразователя, $P_{\text{вх}}$ - входная мощность преобразователя.

Для расчета КПД преобразователя с традиционными силовыми транзисторами была использована следующая формула:

$$(1.2) \quad P_{\text{вх}} = \frac{P_{\text{вых}}}{\eta}$$

где $\eta = 85\%$.

Для расчета КПД преобразователя с использованием SiC транзисторов была использована следующая формула:

$$P_{\text{вх}} = \frac{P_{\text{вых}}}{\eta}$$

где $\eta = 95\%$.

Для расчетов были использованы следующие значения:

1. Выходная мощность преобразователя: 18,5 кВт.
2. Входное напряжение: 220 В.
3. Частота: 50 Гц.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.

В ходе проделанной работы, были рассмотрены классические и современные методы улучшения энергетических показателей электрической машины, и можно сделать вывод о том, что современные методы улучшения КПД в электрических преобразователях, такие как использование SiC и GaN транзисторов, магнитных материалов с высокой насыщаемостью и многолетний опыт в проектировании и производстве, могут значительно повысить КПД электрических преобразователей. Использование данных методов в различных типах преобразователей, таких как инверторы для солнечных батарей и преобразователи постоянного тока для электромобилей, может увеличить их КПД и повысить энергоэффективность.

Литература

1. П. И. Блинов, "Повышение энергоэффективности электрических преобразователей", "Электротехнический журнал", 2019.
2. А. В. Иванов, "Исследование возможностей применения SiC и GaN транзисторов в электронике", "Журнал технической физики", 2020.
3. Г. А. Смирнов, "Применение магнитных материалов с высокой насыщаемостью в электротехнике", "Материаловедение и технологии", 2018.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Электродвигатели являются важной составляющей многих промышленных систем, и их эффективная работа во многом зависит от системы охлаждения. Современные методы охлаждения часто не обеспечивают необходимую производительность при минимальных затратах энергии, что вызывает необходимость разработки новых методов и подходов к их оптимизации. Целью исследования является рассмотрение существующих систем охлаждения, анализ их достоинств и недостатков, а также поиск новых подходов к их оптимизации с учетом энергоэффективности и надежности.

Определены задачи на работу, такие как:

1. Проектирование асинхронного двигателя.
2. Проведение теплового расчета в *ANSYS Fluent*.
3. Проведение сравнения трех видов охлаждения.
4. Оценка стоимости и срока службы.

Существует несколько распространенных методов охлаждения электродвигателей, которые можно разделить на три основные категории:

1. Воздушное охлаждение. Здесь воздух используется как основной теплоноситель. Преимущества включают простоту конструкции и дешевизну, однако эффективность ограничена из-за низкой теплопроводности воздуха.
2. Жидкостное охлаждение. В качестве теплоносителя используется жидкость (вода, масло или специальные хладагенты). Жидкости имеют значительно лучшую теплопроводность, чем воздух, но такие системы сложнее в обслуживании и требуют более дорогих материалов.
3. Комбинированные системы. Используют как воздух, так и жидкость для оптимального отвода тепла, что обеспечивает баланс между эффективностью и сложностью системы.

Для достижения наилучших характеристик систем охлаждения электродвигателей могут быть использованы следующие методы оптимизации:

1. Использование *CFD (Computational Fluid Dynamics)*. Компьютерное моделирование потоков теплоносителя позволяет точно прогнозировать тепловые поля и оптимизировать конструкцию системы охлаждения для минимизации зон перегрева.

2. Оптимизация геометрии. Изменение формы радиаторов, увеличенное количество ребер и оптимизация их расположения могут существенно повысить эффективность теплоотвода.

3. Использование инновационных материалов. Внедрение теплопроводящих композитов и наноматериалов может значительно увеличить эффективность теплоотвода при уменьшении массы и размеров системы.

4. Оптимизация управления вентилятором. Переменная скорость работы вентилятора в зависимости от тепловой нагрузки позволяет экономить электроэнергию и уменьшать шум при низкой нагрузке.

5. Интеграция интеллектуальных систем. Использование сенсоров и систем управления, которые могут адаптировать работу системы охлаждения в реальном времени на основе текущих условий работы.

Для оценки эффективности предложенных методов был проведен численный эксперимент с использованием компьютерного моделирования в программе *ANSYS Fluent*, который позволяет решать задачи сопряженного теплообмена, моделировать течения в подвижных областях с помощью специальных алгоритмов динамических и перестраиваемых сеток и многое другое. Рассматривалась модель асинхронного электродвигателя с номинальной мощностью 100 кВт. На рисунке 1 представлена 3D модель, а на рисунках 2 и 3 - модели для расчёта температурного поля асинхронного электродвигателя.

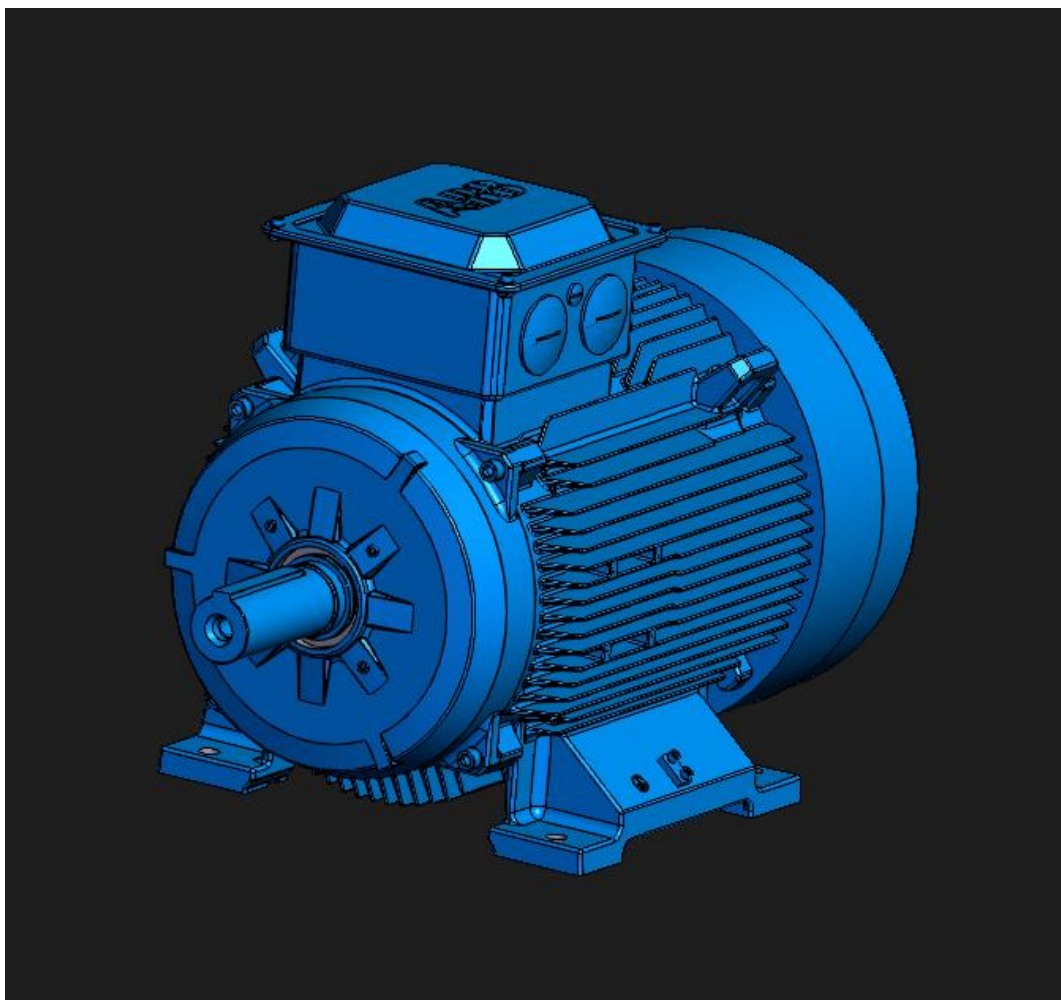


Рисунок 1 - Модель спроектированного асинхронного электродвигателя

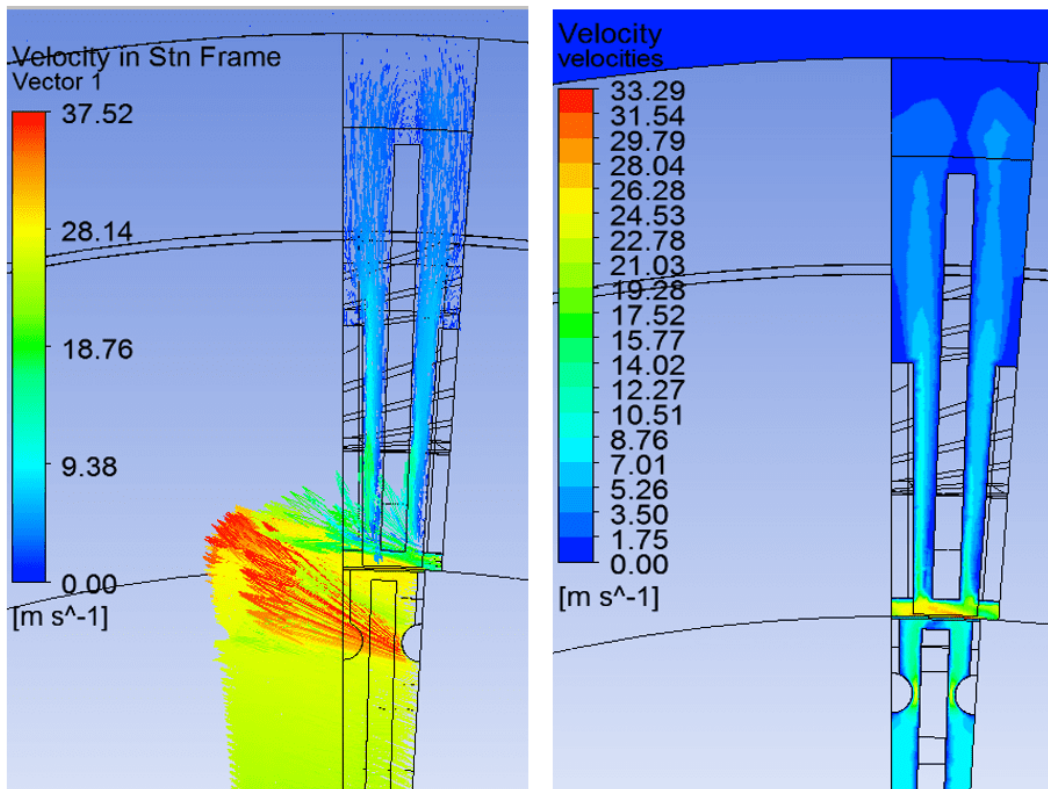


Рисунок 2 – Тепловой расчет электродвигателя

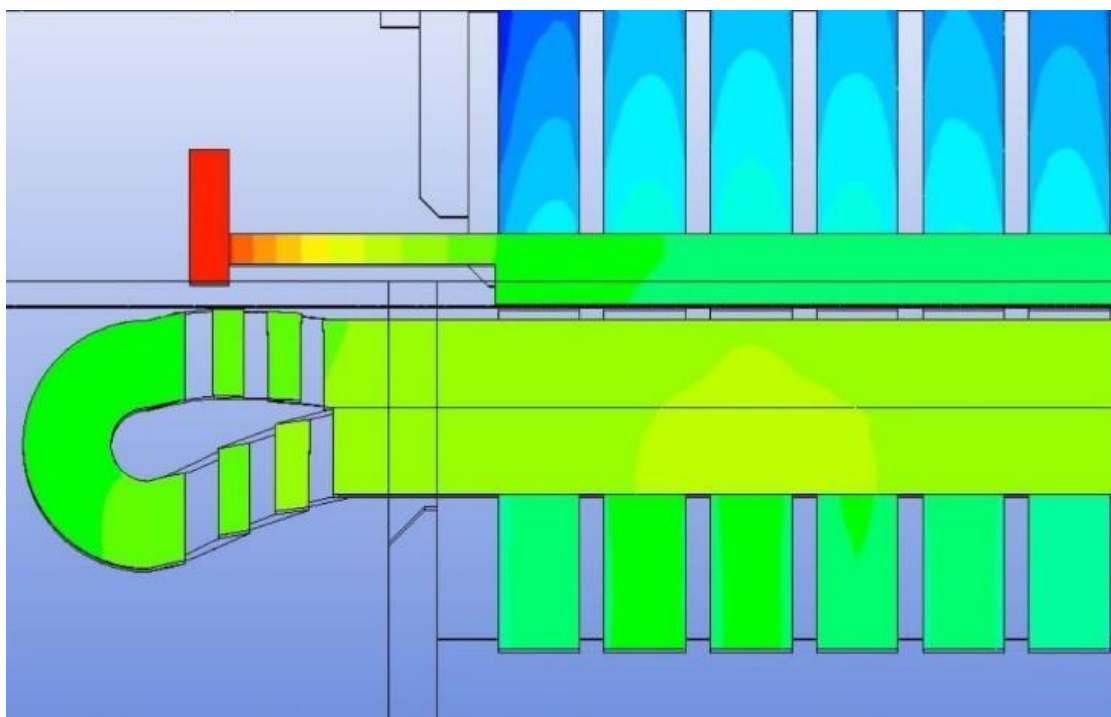


Рисунок 3 - Температурное поле активных частей

Были рассмотрены три варианта охлаждения:

Вариант 1. Стандартная система воздушного охлаждения с постоянной скоростью вентилятора.

Вариант 2. Жидкостная система охлаждения с оптимизированной геометрией радиаторов.

Вариант 3. Комбинированная система с адаптивным управлением вентилятором и использованием наноматериалов.

Таблица 1. Результаты моделирования

Параметр	Воздушное охлаждение	Жидкостное охлаждение	Комбинированная система
Максимальная температура, °С	85	70	60
Средняя температура обмоток, °С	75	60	55
Энергопотребление системы охлаждения, кВт	2.5	3.0	2.0
Стоимость системы, тыс. руб.	50	80	100
Срок службы, лет	10	15	20

Результаты моделирования показывают, что комбинированная система охлаждения демонстрирует наилучшие результаты по снижению максимальной и средней температуры электродвигателя. Это позволяет повысить надежность и срок службы оборудования. Однако, комбинированная система имеет более высокую стоимость и сложность в обслуживании.

Жидкостная система также показывает хорошую эффективность по сравнению с воздушным охлаждением, но требует дополнительных затрат на установку и обслуживание. В результате дополнительного численного исследования было выявлено, что оптимальное количество охлаждающей жидкости в системе охлаждения составляет 5 литров в минуту, а скорость потока жидкости 0,5 м/с. При этом количестве охлаждающей жидкости температура электродвигателя не превышает 75 градусов Цельсия.

Таблица 2. Оптимальные параметры системы охлаждения электродвигателя

Параметр	Значение
Скорость потока жидкости	0,5 м/с
Количество охлаждающей жидкости	5 л/мин

Для определения оптимальных параметров системы охлаждения была использована следующая формула:

$$Q = mc\Delta T$$

где Q - тепловой поток, передаваемый от электродвигателя к охлаждающей жидкости, m - массовый расход охлаждающей жидкости, c - теплоемкость охлаждающей жидкости, ΔT - разность температур между электродвигателем и охлаждающей жидкостью.

Таблица 3. Результаты экспериментов с различными параметрами системы охлаждения

Скорость потока жидкости, м/с	Количество охлаждающей жидкости, л/мин	Температура электродвигателя, °С
0,3	4	85
0,5	5	75
0,7	6	90

Воздушное охлаждение, несмотря на свою простоту и дешевизну, является наименее эффективным методом, что особенно важно для высокомошных электродвигателей, где перегрев может привести к поломке оборудования. Применение комбинированных систем охлаждения с интеллектуальными алгоритмами управления и использованием новых материалов представляется перспективным направлением в этой области. Внедрение таких решений, хотя и требует дополнительных затрат на начальном этапе, позволяет в долгосрочной перспективе существенно сократить эксплуатационные расходы и повысить срок службы электродвигателей.

Литература:

1. Иванов И.И., Петров П.П. «Тепловые процессы в электродвигателях», Журнал "Электротехника", 2021.
2. Сидоров А.С., Кузнецов В.Н. «Методы оптимизации систем охлаждения электродвигателей», Издательство "Наука", 2023.
3. Компьютерное моделирование тепловых процессов в ANSYS Fluent. Справочное руководство ANSYS, 2022.

*Д.И. Баловнев, к.т.н., доц.; П.А. Данилов, маг., М.А. Вавиленков, маг.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОЦЕНКА СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН НА ОСНОВЕ 3D-МОДЕЛИ

Проектирование электрической машины – это сложная мультивариантная задача. При проектировании электрической машины возникают проблемы, связанные не только со свойствами её составных частей, но также и с закономерностями функционирования объекта в целом. Принято пользоваться классическим методом проектирования. Однако с увеличением задач и условий проектирования данный метод имеет ряд недостатков. Один из главных – сложность и погрешность при определении массо-центровочных характеристик (МЦХ), к

которым относятся масса, объём, площадь, координаты центра масс, плоскостные, осевые и центробежные моменты инерции. Определение данных параметров влияет на расчёт себестоимости электрической машины, что является важным фактором при проектировании и оценке модели с экономической стороны.

Актуальность выбранной мной темы в том, что в современное время – век компьютерных технологий – доступны новые методы проектирования, а именно с использованием ЭВМ и 3D-модели. Они позволяют более точно и широко проводить расчеты необходимых параметров. Это достигается путём нахождения точных МЦХ всей модели и ее частей, выбором необходимых материалов для каждого элемента, возможностью добавлять собственные материалы с уникальными параметрами.

В ряд задач моего исследования входило:

- расчёт параметров асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором,
- построение его 3D-модели
- оценка себестоимости.

Для проектирования асинхронного двигателя и расчёта его себестоимости использовался метод построения 3D-модели в программе «КОМПАС-3D» и математические расчёты в программе «Mathcad».

Технические характеристики спроектированного асинхронного двигателя представлены в таблице 1:

Таблица 1. Технические характеристики спроектированного асинхронного двигателя.

Тип двигателя	4A132SM8Y3
Мощность, кВт	4
Напряжение, В	220/380
Частота вращения, об/мин	750

В программе «КОМПАС-3D» была построена 3D-модель асинхронного двигателя. Метод построения 3D-модели в данной программе позволяет задать необходимые геометрические параметры деталей, визуализировать их, собрать в модель, сделать автоматические чертежи и спецификации. Недостаток использования 3D-моделирования – ограниченная мощность ЭВМ, что приводит к ограничению решаемой задачи.

На рисунке 1 приведена аксонометрия смоделированного двигателя с вырезом $\frac{1}{4}$.

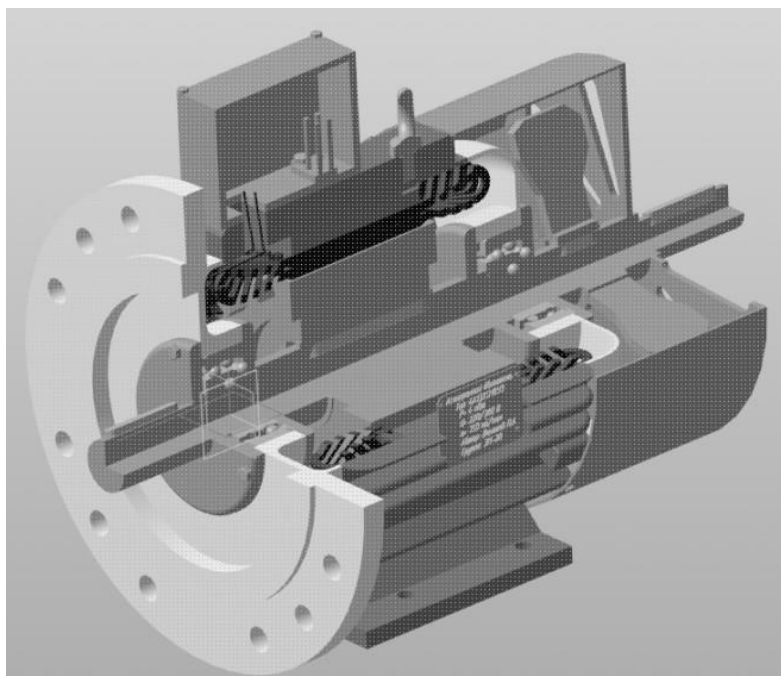


Рисунок 1. Аксонометрия смоделированного двигателя с вырезом 1/4

Использование 3D-моделирования позволяет точно находить МЦХ модели, что влияет на экономические расчёты, а именно на нахождение себестоимости, что являлось одной из главных задач проекта. МЦХ асинхронного двигателя представлена на рисунке 2.

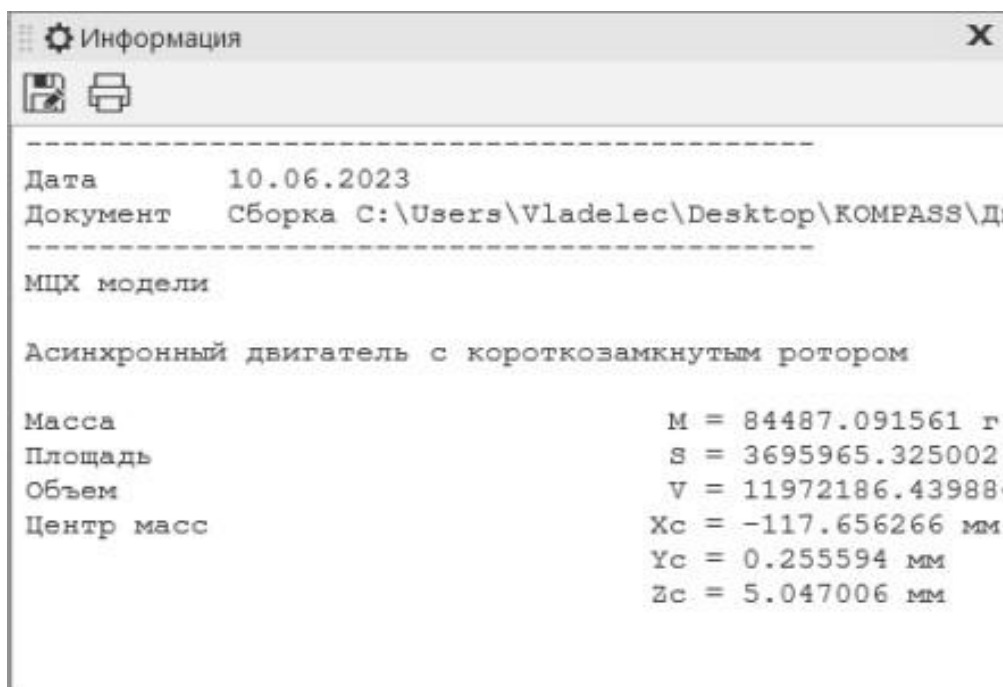


Рисунок 2. МЦХ асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором

Расчёт себестоимости состоял из трёх частей:

1. Нахождение масс элементов через МЦХ 3D-модели
2. Анализ и изучение цен на материалы

3. Расчёт себестоимости электродвигателя.

При расчете учитывались :

- расчёт затрат на материалы;
- определение стоимости материалов с учётом транспортных расходов;
- определение стоимости деталей собственного производства;
- определение стоимости вспомогательных материалов на технологические цели;
- определение полной стоимости материалов.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2. Расчёт стоимости материалов

№	Материал	Марка материала	Чист. вес, кг./изд.	К-т Исп.	Черн. вес, кг./изд.	Цена руб./кг.	Общие затраты, руб./изд.
1	Сталь статора	Ст. 60С2А	13.303	0.57	23.339	41	957
2	Сталь ротора	Ст. 60С2А	18,168	0.57	31874	41	1307
3	Медь ОВ	-	3,762	0.9	4,18	310	1295
4	Изоляция	-	3,93	0.87	4,52	520	2352
5	Медь ОС	-	8,556	0.96	9,507	310	2948
6	Контер.	-	37,281	0.9	42	80	3360
Стоимость материала без транспортных расходов							12219
Итого с транспортными расходами							12952
7	Детали собственного производства						777
8	Вспомогательные материалы						389
9	Комплекующие						1943
Всего с транспортными расходами							12952

Таким образом, можно сделать вывод, что новый метод проектирования, а именно 3D-моделирование, является наиболее оптимальным в современное время. Возможность быстрого и более точного проектирования позволяет с меньшей погрешностью проводить расчёты, в том числе экономические. Была построена 3D-модель асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором, которая в дальнейшем будет дорабатываться и улучшаться. Экономический расчёт позволяет оптимально распоряжаться ресурсами при проектировании и производстве электрической машины.

Литература

1. Копылов, И. П. Проектирование электрических машин : Учебник для бакалавров / И. П. Копылов. – 4-е изд., пер. и доп. – Москва : Издательство Юрайт, 022. – 767 с. – (Бакалавр. Академический курс). – ISBN 978-5-9916-1848-9.-EDNVTULXF.
2. Беспалов, В. Я. Электрические машины : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки "Электротехника, электромеханика и электротехнологии" / В. Я. Беспалов, Н. Ф. Котеленец ; В. Я. Беспалов, Н. Ф. Котеленец. – 3-е изд., стер.. – Москва : Академия, 2010. – (Высшее профессиональное образование. Электротехника). – ISBN 978-5-7695-7039-1. – EDN QMKVAZ.

СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОДНОКОНТУРНОЙ СИСТЕМЫ ПОДЧИНЁННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КООРДИНАТ С ОБРАТНЫМИ СВЯЗЯМИ ПО СКОРОСТИ

Особенностью систем последовательной коррекции с подчинённым регулированием координат является метод многоконтурности, когда каждый контур замкнут отрицательной обратной связи по регулируемой координате, а в прямых каналах контуров регулирования находятся регуляторы, с помощью которых компенсируются постоянные времени в объекте регулирования [1].

Для двигателя постоянного тока с независимым возбуждением (ДПТНВ) компенсируемыми являются электромагнитная $T_{\text{я}}$ и электромеханическая $T_{\text{м}}$ постоянные времени. Их можно компенсировать в двухконтурной системе с контуром тока и скорости или в одноконтурной системе скорости. В последнем случае требуется одним ПИД регулятором скорости скомпенсировать две постоянные времени, что приводит к большим броскам тока и напряжения преобразователя и снижает помехозащищенность электропривода из-за дифференцирующей составляющей регулятора [2]. Отсутствие контура тока усложняет также токо- моментограничение, требуя применение отдельного узла с отсечкой.

В докладе предлагается вариант одноконтурной системы подчиненного регулирования скорости, лишенный указанных недостатков. Он базируется на применении упреждающего токо- моментограничения, информация о котором, в частности, содержится в [2,3]. Свойства и возможности такого электропривода в настоящее время не исследованы, поэтому устранение этого пробела представляет актуальную задачу.

Структурная схема одноконтурной системы подчинённого регулирования скорости двигателя с упреждающим токо- моментограничением дана на рис.1.

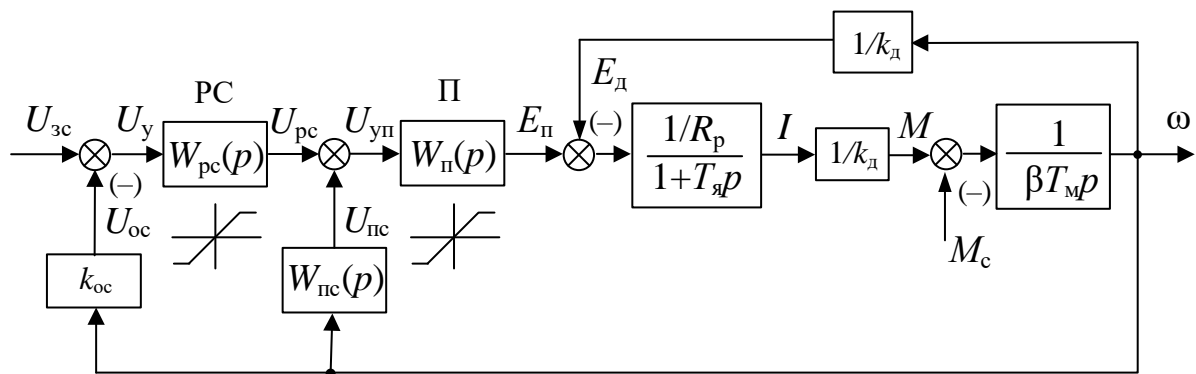


Рисунок 1

Эта структурная схема характеризуется наличием двух внешних обратных связей: положительной обратной связи по скорости с передаточной функцией

$W_{\text{пс}}(p)$, компенсирующей электродвижущую силу $E_{\text{д}}$ ДПТНВ, и отрицательной обратной связи по скорости с коэффициентом передачи $k_{\text{ос}}$ для стабилизации скорости. Помимо этого, здесь приведены следующие обозначения и передаточные функции.

$U_{\text{зс}}$ – напряжение задания скорости; $U_{\text{ос}}$ – напряжение обратной связи по скорости; $U_{\text{у}}$ – напряжение управления регулятора скорости РС; $U_{\text{уп}}$ – напряжение управления тиристорного преобразователя П; $E_{\text{п}}$ – ЭДС тиристорного преобразователя; $k_{\text{д}}=1/(k\Phi_{\text{н}})$ – коэффициент передачи двигателя, в котором k – конструктивный коэффициент, $\Phi_{\text{н}}$ – номинальный поток двигателя; $\beta=(k\Phi_{\text{н}})^2/R_{\text{р}}$ – жёсткость механической характеристики разомкнутой системы, где $R_{\text{р}}$ – суммарное сопротивление якорной цепи двигателя.

Передаточная функция тиристорного преобразователя в зависимости от его инерционности представляется в двух видах:

$$W_{\text{п}}(p) = \begin{cases} \frac{k_{\text{п}}}{1 + T_{\text{п}}p} & \text{для инерционного преобразователя;} \\ k_{\text{п}} & \text{для безынерционного преобразователя,} \end{cases} \quad (1)$$

где $T_{\text{п}}$ – постоянная времени преобразователя, $k_{\text{п}}$ – коэффициент усиления преобразователя.

На основании структурной схемы рис.1 при полной компенсации внутренней отрицательной обратной связи по ЭДС двигателя, когда изменение $E_{\text{д}}$ точно компенсируется изменением $E_{\text{п}}$, условие полной компенсации

$$W_{\text{пс}}(p)W_{\text{п}}(p)k_{\text{д}} = 1.$$

С учётом (1) для выполнения этого условия передаточная функция компенсирующей положительной обратной связи по скорости принимает для инерционного и безынерционного преобразователя соответственно следующий вид:

$$W_{\text{пс}}(p) = \begin{cases} k_{\text{пс}}(T_{\text{п}}p + 1); \\ k_{\text{пс}}, \end{cases} \quad (2)$$

где $k_{\text{пс}}$ – коэффициент передачи положительной обратной связи по скорости.

В этом случае всегда – и в статике, и в динамике – $k_{\text{пс}}k_{\text{п}}k_{\text{д}} = 1$, а критическое значение

$$k_{\text{пс кр}} = 1/(k_{\text{п}}k_{\text{д}}). \quad (3)$$

При полной компенсации силовая часть приобретает свойство регулируемого источника тока [2,3]. Это позволяет путём ограничения выходного значения $U_{\text{рс}}$ воздействовать на ограничение тока (момента) двигателя, не контролируя его непосредственно, то есть получить упреждающее токо- моментограничение.

Передаточная функция регулятора скорости при настройке контура скорости на технический оптимум представляет собой П-регулятор:

$$W_{pc} = \frac{T_M}{2T_\mu k_\pi k_d k_{oc}} = k_{pc}. \quad (4)$$

В зависимости от (1) некомпенсируемая постоянная времени T_μ принимает вид:

1) $T_{\mu 1} = T_\pi + T_\gamma$ – для инерционного преобразователя;

2) $T_{\mu 2} = T_\gamma$ – для безынерционного преобразователя.

Рассмотрим формирование статических механических характеристик электропривода с упреждающим токо- моментограничением.

На основании структурной схемы, изображённой на рис.1, в общем виде для участка стабилизации скорости, когда РС не насыщен, уравнение статической механической характеристики примет вид:

$$\omega = \frac{k_{pc} k_\pi k_d}{k_{pc} k_\pi k_d k_{oc} + 1 - k_\pi k_d k_{pc}} U_{zc} - \frac{R_p k_d^2}{k_{pc} k_\pi k_d k_{oc} + 1 - k_\pi k_d k_{pc}} M = \omega_0 - \Delta\omega. \quad (5)$$

Здесь скорость холостого хода

$$\omega_0 = \frac{k_{pc} k_\pi k_d}{k_{pc} k_\pi k_d k_{oc} + 1 - k_\pi k_d k_{pc}} U_{zc}, \quad (6)$$

а статический перепад скорости

$$\Delta\omega = \frac{R_p k_d^2}{k_{pc} k_\pi k_d k_{oc} + 1 - k_\pi k_d k_{pc}} M = \frac{\Delta\omega_{раз}}{k_{pc} k_\pi k_d k_{oc} + 1 - k_\pi k_d k_{pc}}. \quad (7)$$

При насыщении РС его выходное напряжение задаёт момент двигателя, то есть $U_{pc} = U_{зм}$. Тогда в установившемся режиме ($p=0$) из рис.1 имеем:

$$(U_{зм} + k_{pc} \omega) k_\pi - \frac{\omega}{k_d} = R_p k_d M, \quad (8)$$

из которого при неподвижном двигателе, когда $\omega=0$,

$$U_{зм} = \frac{R_p k_d}{k_\pi} M_{стоп} \text{ или } M_{стоп} = \frac{k_\pi}{R_p k_d} U_{зм} \leq M_{доп}. \quad (9)$$

Регулятор скорости выходит из насыщения, когда

$$(U_{zc} - k_{oc} \omega_{отс}) k_{pc} \leq U_{зм},$$

отсюда скорость отсечки, которая не зависит от k_{pc} ,

$$\omega_{отс} = \frac{U_{zc} k_{pc} - U_{зм}}{k_{pc} k_{oc}}. \quad (10)$$

В точке отсечки из (8) справедливо, что

$$M_{отс} = \frac{k_\pi k_d U_{зм} - (1 - k_\pi k_d k_{pc}) \omega_{отс}}{R_p k_d^2}. \quad (11)$$

Из (11) и (9) кратность моментов

$$\mu^* = \frac{M_{отс}}{M_{стоп}} = \frac{k_\pi k_d U_{зм} - (1 - k_\pi k_d k_{pc}) \omega_{отс}}{k_\pi k_d U_{зм}}. \quad (12)$$

С помощью (12) можно определить необходимое значение коэффициента положительной обратной связи $k_{пс} = 1/k_{п}k_{д}$ по удобному для анализа и расчётов выражению

$$k_{п}k_{д}k_{пс} = \frac{(\mu^* - 1)k_{п}k_{д}U_{зм}}{\omega_{отс}} + 1. \quad (13)$$

Возможные варианты компенсации, следующие из (13):

- 1) если $\mu^* = 1$ ($M_{отс} = M_{стоп}$), то $k_{п}k_{д}k_{пс} = 1$ и полная компенсация;
- 2) если $\mu^* < 1$ ($M_{отс} < M_{стоп}$), то $k_{п}k_{д}k_{пс} < 1$ и недокомпенсация;
- 3) если $\mu^* > 1$ ($M_{отс} > M_{стоп}$), то $k_{п}k_{д}k_{пс} > 1$ и перекомпенсация.

На основании вышеизложенного для известных исходных параметрах привода разработана методика проектировании одноконтурной системы подчинённого регулирования скорости двигателя с упреждающим токо-моментоограничением при настройке на технический оптимум.

1. Передаточную функцию регулятора скорости рассчитываем в общем виде по (4) без учёта внутренней отрицательной обратной связью по ЭДС двигателя. Предварительно конкретизируем T_{μ} в зависимости от (1) и определяем коэффициент

$$k_{ос} = \frac{U_{y \max}}{\omega_{0 \max}},$$

где $\omega_{0 \max} = \omega_{н} + \Delta\omega_{раз н} = \omega_{н} + M_{н}R_{р}k_{д}^2$ – максимальная скорость холостого хода разомкнутой системы.

2. Напряжение насыщения РС $U_{зм}$ находим по (9), задаваясь $M_{стоп}$.

3. По (10) рассчитываем $\omega_{отс}$ в точке сопряжения жёсткого и мягкого участков основной механической характеристики.

4. Для участка токо-моментоограничения задаёмся требуемым значением μ^* и по (13) находим произведение $k_{п}k_{д}k_{пс}$, из которого выявляем коэффициент $k_{пс}$, входящий в передаточные функции (2).

5. На жёстком участке механической характеристики пользуемся (5)–(7).

Анализ (14) показывает, что при $\mu^* < 1$ одновременно и $k_{п}k_{д}k_{пс} < 1$. Недокомпенсация внутренней отрицательной обратной связью по ЭДС двигателя проявляет своё влияние следующим образом: в соответствии с (6) и (7) скорость холостого хода и статический перепад скорости уменьшаются. Так, при $\mu^* = 0,8$ расхождение между рассматриваемыми параметрами недокомпенсированной и полностью компенсированной системами составляет не более 5%, что практически неощутимо. При необходимости скорость холостого хода можно поднять путём технически возможного повышения напряжения задания скорости $U_{зс}$. Это приведёт к параллельному смещению вверх механической характеристики при некотором увеличении скорости отсечки в соответствии с (10) и уменьшению $M_{отс}$ в соответствии с (11).

Аналогичные рассуждения относительно перекомпенсированной системы, когда $k_{п}k_{д}k_{пс} > 1$, приводят к противоположным выводам: повышение скорости

холостого хода безболезненно может быть устранена путём уменьшения напряжения задания скорости. Следует напомнить, что от соотношения $1 \geq k_{\text{п}} k_{\text{д}} k_{\text{пс}} > 1$ не зависят заданное значение стопорного момента $M_{\text{стоп}}$ и скорости отсечки $\omega_{\text{отс}}$ при $U_{\text{зс}} = \text{const}$, то есть они остаются неизменными.

На рис.2 даны механические характеристики с неизменной передаточной функцией регулятора скорости. Они получены при различной степени компенсации внутренней отрицательной обратной связи по ЭДС двигателя в результате воздействия на соотношение $0 \geq k_{\text{п}} k_{\text{д}} k_{\text{пс}} > 1$.

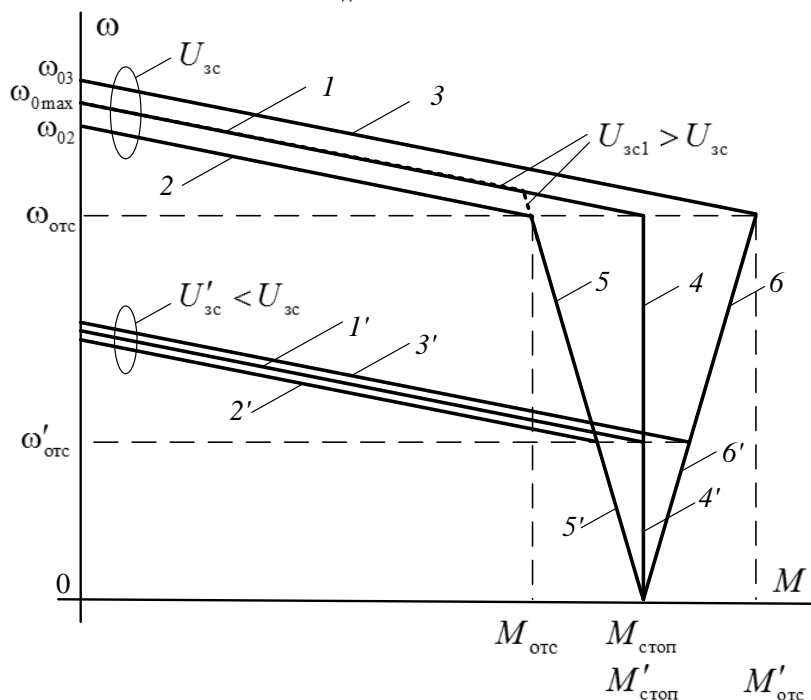


Рисунок 2

Характеристике 1–4, состоящей из жёсткого участка стабилизации скорости 1 и мягкого участка токо-моментоограничения 4, соответствует полная компенсация, когда $k_{\text{п}} k_{\text{д}} k_{\text{пс}} = 1$; характеристике 2–5 – недокомпенсация ($k_{\text{п}} k_{\text{д}} k_{\text{пс}} < 1$); характеристике 3–5 – перекомпенсация ($k_{\text{п}} k_{\text{д}} k_{\text{пс}} > 1$). Характеристики с пониженной скоростью двигателя, полученные путём снижения напряжения, имеют те же цифровые обозначения, но штриховые. Для верхних и нижних характеристик соответствующие значения напряжений задания остаются постоянными. Если увеличивать $U_{\text{зс}}$, то, например, характеристика 2, смещаясь вверх практически параллельно самой себе, может занять место, которое отсекает на характеристике 1 пунктирное продолжение характеристики 5.

Выбор стопорного момента следует делать в зависимости от степени компенсации внутренней отрицательной обратной связи по ЭДС двигателя: при

полной компенсации и недокомпенсации $\frac{M_{\text{отс}}}{M_{\text{стоп}}} \leq 1, k_{\text{п}} k_{\text{д}} k_{\text{пс}} \leq 1$ и $M_{\text{стоп}} \leq M_{\text{доп}}$;

при перекомпенсации $\frac{M_{\text{отс}}^{\text{пере}}}{M_{\text{стоп}}^{\text{пере}}} > 1, k_{\text{п}} k_{\text{д}} k_{\text{пс}} > 1$, и нужно обеспечить, чтобы

$M_{отс}^{пере} \leq M_{доп}$. На рис.2 характеристики, отвечающие этим условиям, совмещены, чтобы не усложнять рисунок.

ВЫВОДЫ

Получено математическое описание одноконтурной системы подчинённого регулирования скорости двигателя с упреждающим токо- моментоограничением при настройке на технический оптимум, разработана методика её проектирования, выявлены особенности формирования статических механических характеристик. Следует отметить простоту реализации и настройки системы электропривода, поскольку для неё достаточно всего одной регулируемой координаты – угловой скорости двигателя. В таком электроприводе органично использовать ДПТНВ серии 2П с встроенными тахогенераторами. Его можно рекомендовать для механизмов, работающих на упор и требующих механические характеристики экскаваторного типа, которые можно получить при недокомпенсации. Для регулируемого электропривода механизмов, работающих с вентиляторной нагрузкой, подходят механические характеристики с перекомпенсацией.

Литература

1. Ключев В.И. Теория электропривода: учебник для вузов / В.И. Ключев. – 3-е изд., перераб. и доп.–М.: Энергоатомиздат, 2001.–704 с., ил.
2. . Анучин А.С. Системы управления электроприводов: учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 373 с.
3. . Елисеев В.А. Непрерывное управление движением электроприводов: Учеб. пособие. – М.: МЭИ, 1982. – 100 с.

*А.С. Кудряшов; студ.; В.В. Федотов, асп., В.В. Рожков, к.т.н., доцент
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

РАСЧЕТ МАГНИТОПРОВОДА ДАТЧИКА ТОКА НА ЭФФЕКТЕ ХОЛЛА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ЗАДАЧАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПРИ- ВОДОВ

Использование электроприводов для автоматизации технологических комплексов обязательно подразумевает использование различного рода первичных преобразователей (датчиков). Среди них можно выделить датчики тока, напряжения, скорости, положения. В настоящей статье рассматриваются датчики тока.

Датчики тока, используемые в электроприводах, делят на следующие типы: токовый шунт, трансформатор тока и устройства, основанные на эффекте Холла. Характерной особенностью датчиков тока последнего типа, а именно датчиков на эффекте Холла, является их компактность и наличие гальванической развязки. Такие датчики подразделяют на датчики тока прямого действия и выполненные с компенсационной обмоткой [1].

Целью настоящей статьи является расчет геометрических параметров магнитопровода датчика тока прямого действия с диапазоном измерения тока ± 200 А.

Основным компонентом таких датчиков тока является элемент Холла. В настоящей работе в качестве примера предполагается использование датчика Холла SS49E [2]. Входное напряжение, как и выходное, для нормального режима работы принимается равным 5 В. Ток на входе датчика Холла не должен превышать 10 мА, а выходной ток не должен превышать 1,5 мА. При этом выходное напряжение, равное 2,5 В, соответствует значению вектора магнитной индукции 0 Гс. В соответствии с зависимостью выходного напряжения датчика Холла от вектора магнитной индукции значению 1000 Гс (или 0,1 Тл) соответствует выходное напряжение равное 4 В [2]. Исходя из этого значения магнитной индукции, выполняются расчеты магнитопровода. Устройство проектируемого датчика тока поясняет рисунок 1. Датчик состоит из магнитопровода прямоугольной формы и датчика Холла. Провод, по которому протекает ток, помещается в центр магнитопровода.

Датчик тока на эффекте Холла работает следующим образом: ток, протекающий по проводу, индуцирует магнитное поле; магнитное поле, замыкаясь по магнитопроводу, создает в зазоре магнитопровода напряженность, на которую датчик Холла реагирует изменением выходного напряжения на своих выводах. Сигнал на выходе строго пропорционален величине тока в проводнике.

Недостатки датчика прямого действия: требуется высокая стабильность источника тока; изменение габаритов, вследствие температурного влияния, прямо влияет на точность измерения.

Как правило, значение, получаемое с датчика Холла, необходимо согласовать с уровнем напряжения устройства, на которое оно заводится. В случае, если это программируемое логическое устройство, то сигнал напряжения необходимо повысить с 5 до 24 В. В случае, если датчик подключается к микроконтроллеру с уровнем напряжения 3,3 В, то необходимо, наоборот, понизить напряжение.

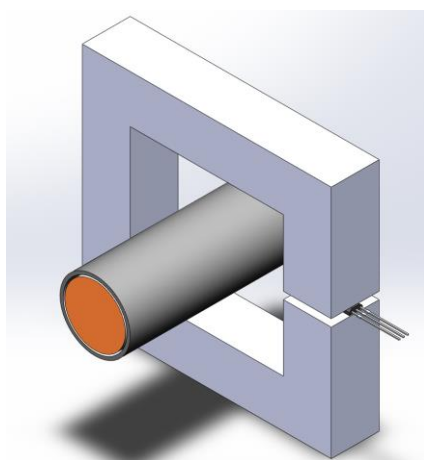


Рисунок 1 – 3D-вид датчик тока прямого действия с прямоугольным магнитопроводом

Электрическая схема подключения такого датчика к микроконтроллеру показана на рисунке 2. Сигнал с датчика Холла через дифференциальную пару

проводов подключается к операционному усилителю (ОУ). Конденсатор С1 выступает в данной схеме в качестве входного фильтра. Сопротивления R1, R2, R3 задают коэффициент усиления операционного усилителя. Сопротивления R5 и R6 используются в схеме для реализации смещения выходного сигнала, что позволяет измерять значения тока как положительные, так и отрицательные. Однако при этом снижается точность измерения за счет сужения диапазона значений выходного напряжения. Для фильтрации различного рода высокочастотных шумов в схему добавляется RC-фильтр, состоящий из резистора R4 и конденсатора С2. Для предотвращения выгорания пина микроконтроллера, предусмотрены диоды для сброса лишней энергии в цепь питания. После диодов аналоговый сигнал поступает на пин микроконтроллера. После выполнения аналого-цифрового преобразования формируется информация об измеренном токе. Использование дифференциальной пары проводов связано с тем, что при таком варианте сигнал становится более помехозащищенным. Схема подключения датчика Холла к микроконтроллеру представлена на рисунке 2.

В качестве входных параметров при проектировании магнитопровода необходимо измерять ток в диапазоне от -200 до 200 А. Максимальному значению 200 А должно соответствовать значение вектора магнитной индукции равное 1000 Гс с целью использования всего диапазона датчика Холла. При расчетах исходим из того, что провод делает всего один виток бесконечной длины, проходя через центр магнитопровода. Тогда значение магнитодвижущей силы магнитопровода должно равняться:

$$\sum H_k \cdot l_k = I \cdot w,$$

где принято H_k – напряженность k-ого участка магнитопровода; l_k – длина k-ого участка магнитопровода; I – ток, протекающий по проводу; w – число витков провода.

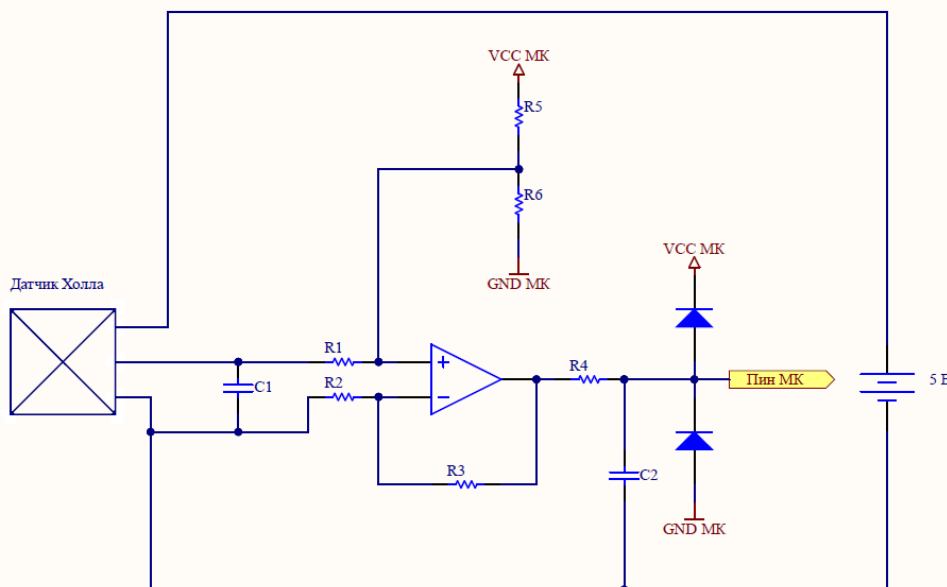


Рисунок 2 – Схема подключения датчика Холла к микроконтроллеру

Отсюда получаем, что значение магнитодвижущей силы магнитопровода должно равняться 200 А. Магнитопровод датчика тока на эффекте Холла можно разделить на 5 участков, представленных на рисунке 3. При этом суммарное произведение напряженности магнитного поля на длину магнитопровода складывается из произведений напряженности и соответствующих им длин отдельных участков магнитопровода:

$$\sum H_k \cdot l_k = H_1 \cdot l_1 + H_2 \cdot l_2 + H_3 \cdot l_3 + H_4 \cdot l_4 + H_5 \cdot l_5 + H_\delta \cdot \delta$$

где приняты новые обозначения: δ – ширина воздушного зазора, которая, исходя из геометрических размеров датчика Холла, принята 0,23 см, H_δ – напряженность поля в воздушном зазоре.

Вектор магнитной индукции на всем магнитопроводе принимается равным:

$$B = B_1 = B_2 = B_3 = B_4 = B_5 = B_\delta = 1000 \text{ Гс} = 10^{-5} \text{ Вб/см}^2,$$

где B – вектор магнитной индукции, B_k – вектор магнитной индукции на k -ом участке, а B_δ – вектор магнитной индукции в воздушном зазоре.

По рис.3-рис.9 из [3] находим напряженность поля для участков магнитопровода, выполненного из ферромагнитных материалов:

$$H = H_1 = H_2 = H_3 = H_4 = H_5 = 0,66 \text{ А/см.}$$

Для воздушного зазора по [3] напряженность поля равна:

$$H_\delta = 0,8 \cdot 10^8 \cdot B_\delta = 0,8 \cdot 10^8 \cdot 10^{-5} = 800 \text{ А/см.}$$

Для нахождения длин магнитопровода при известной напряженности на участках магнитопровода и воздушного зазора, а также токе и ширине воздушного зазора, находим суммарную длину магнитопровода:

$$(l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5) = \frac{I \cdot w}{H} - H_\delta \cdot \delta.$$

Решая, полученное уравнение, получаем большое количество возможных комбинаций длин магнитопровода, в настоящей работе приняты следующие размеры:

$$l_1 = l_5 = 2,835 \text{ см}; l_2 = l_4 = 6,3 \text{ см}; l_3 = 6,0 \text{ см.}$$

Приняв сечение магнитопровода на всей его длине одинаковым и равным $1,00 \text{ см}^2$, получаем габаритные размеры магнитопровода, представленные на рисунке 3.

Таким образом, в работе продемонстрирован способ расчета магнитопровода датчика тока прямого действия (без компенсационной обмотки) для измерения тока в диапазоне от -200 до 200 А с учетом габаритных размеров применяемого датчика Холла.

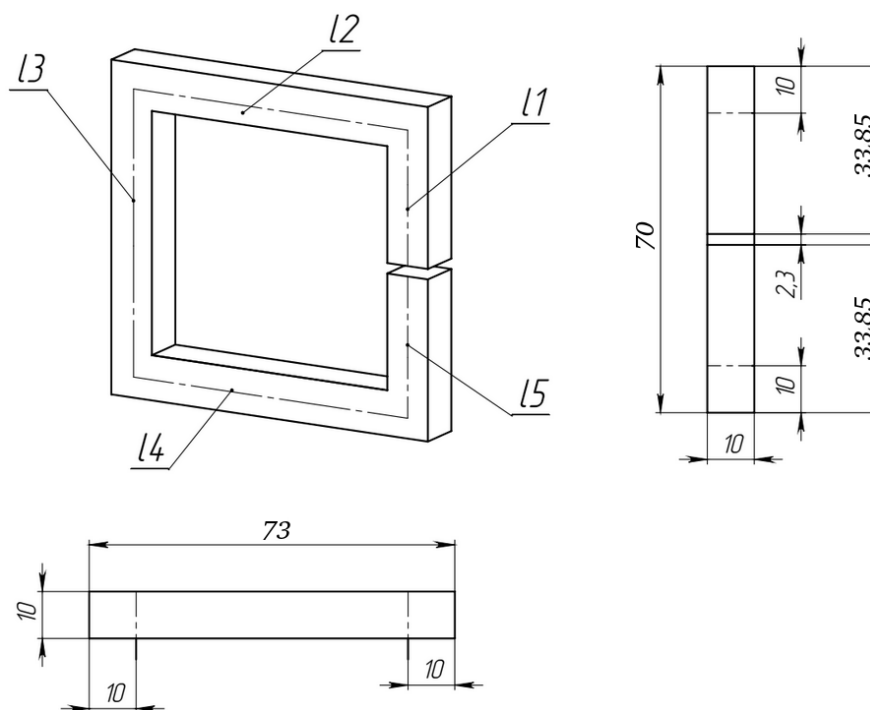


Рисунок 3 – Размеры магнитопровода

Недостатком применения такого типа датчика тока является эффект намагничивания магнитопровода, вследствие чего между измеряемым током и выходным напряжением пропадает линейная зависимость. Подобного рода проблема отсутствует у датчиков тока, оборудованных дополнительно компенсационной обмоткой.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-61-00096, <https://rscf.ru/project/22-61-00096/>.

Литература

1. Анучин А.С. Системы управления электроприводов: учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 373 с.
2. Datasheet датчик Холла SS49E [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://static.chipdip.ru/lib/204/DOC000204904.pdf> (Дата обращения: 24.09.2024)
3. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники / М.: Высшая школа – 1961. – 792 с.
4. Данилов А. Современные промышленные датчики тока // Современная электроника. 2004.№ 10.
5. Хоровиц П., Хилл У. Искусство схемотехники: — Изд. 2-е. — М.: Издательство БИНОМ — 2014. — 704 с

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВРЕЖДЕНИЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЦЕПИ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ

Мониторинг технического состояния инженерных систем обеспечивает их безаварийную работу в течение установленного срока службы. Ключевую роль в данном процессе играет диагностирование электрооборудования, в частности – асинхронных электродвигателей (АЭД), применяемых в массовом порядке в качестве силовых элементов технических систем. В настоящее время методы и средства диагностики АЭД активно разрабатываются. При этом они ориентируются на следующие крупные диагностические задачи. Во-первых, это поиск неисправностей АЭД и сопряженной с ним трансмиссии, во-вторых, это определение остаточного ресурса АЭД в процессе его эксплуатации. Данная статья посвящена обоснованию диагностических факторов, указывающих на повреждения механической цепи электродвигателя.

Среди источников информации о состоянии электрических и механических цепей АЭД предпочтение, как правило, отдается токам обмотки статора [1]. Такой способ диагностического тестирования имеет преимущества перед другими, в частности – перед вибродиагностикой. Во-первых он не требует датчиков, поскольку в роли датчика выступает сам электродвигатель. Во-вторых, он не чувствителен к вибрациям, электромагнитным и тепловым полям близрасположенного электрооборудования. В [2] созданы математические модели повреждений внешней и внутренней обойм, а также тел качения подшипника редуктора асинхронного электродвигателя. Результаты исследования свидетельствуют о том, что вышеназванные повреждения вызывают появление групп знакопеременных импульсных моментов нагрузки, имеющих частоту вращения вала и кратные ей значения. Высокая детальность моделей позволяет экспериментально выявлять не только факт повреждения подшипника, но и место его повреждения. В [3] проведено моделирование воздействий единичных импульсных моментов на ток статора АЭД и выявлены его колебания с частотой вращения вала. В данной работе исследуются влияние групп знакопостоянных и знакопеременных импульсных моментов на ток электродвигателя. Исследование имеет целью обоснование использования тока статора в качестве диагностического фактора и выполняется методами математического моделирования.

Математическая модель АЭД представляет собой систему из четырёх дифференциальных уравнений и уравнения связи. При записи уравнений в относительных единицах с использованием общепринятых базовых величин, она имеет вид

$$\frac{d\psi_s}{dt} = 1 - \frac{r_s}{\sigma x_s} \cdot \psi_s + (1 - \sigma) \cdot \frac{r_s}{\sigma x_m} \cdot \psi_r - j \cdot \psi_s, \quad (1)$$

$$\frac{d\psi_r}{dt} = -\frac{r_r}{\sigma x_r} \cdot \psi_r + (1-\sigma) \cdot \frac{r_r}{\sigma x_m} \cdot \psi_s - j \cdot (1-\omega) \cdot \psi_r, \quad (2)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} \cdot \left(\frac{1}{x_m} \cdot \frac{1-\sigma}{\sigma} \cdot \operatorname{Re}(j \cdot \operatorname{con}(\psi_s) \cdot \psi_r) - \left(\frac{\eta_n \cdot \cos \varphi_n}{1-s_n} \right) \cdot M_c \right), \quad (3)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{\omega}{p}, \quad (4)$$

$$i_s = \frac{\psi_s}{\sigma \cdot x_s} - (1-\sigma) \cdot \frac{\psi_r}{\sigma \cdot x_m}, \quad (5)$$

где ψ_s , i_s – векторы потокосцепления и тока обмотки статора, $\operatorname{con}(\psi_s)$ – сопряженный вектор потокосцепления обмотки статора, ψ_r – вектор потокосцепления обмотки ротора, ω – частота вращения ротора, j – мнимая единица, r_s , r_r – активные сопротивления обмоток статора и ротора, x_s , x_r – полные индуктивные сопротивления обмоток статора и ротора, x_m – главное индуктивное сопротивление обмоток статора и ротора, σ – коэффициент рассеяния электродвигателя, η_n , $\cos \varphi_n$, s_n – номинальные значения КПД, коэффициента мощности и скольжения электродвигателя, θ – угол поворота ротора относительно статора в геометрических радианах, p – число пар полюсов электродвигателя, J – момент инерции электропривода, Re – символ операции взятия действительной части комплексного выражения, t – время.

Векторы модели (1) – (5) записаны в синхронно вращающемся базисе, а входящий в (3) момент нагрузки

$$M_c = M_c(\theta)$$

является периодической импульсной функцией угла поворота ротора и задан в долях от номинального момента электродвигателя. В исследовании были приняты следующие формы импульсов момента нагрузки: группа из восьми знакопеременных прямоугольных импульсов, моделирующих повреждение подшипника АЭД или трансмиссии и группа из восьми знакопостоянных прямоугольных импульсов, моделирующих удары в механической цепи электродвигателя или трансмиссии.

Моделирование повреждений механической цепи проводилось на примере серийного трёхфазного асинхронного электродвигателя 4А315М4У3 мощностью 200 кВт на частоту вращения 1500 об/мин. Электродвигатель имеет следующие номинальные технические данные: КПД 0,94, коэффициент мощности 0,92, скольжение 0,013, ток 350 А, фазное напряжение 220 В. Другие параметры электродвигателя, фигурирующие в математической модели, имеют следующие величины: $p = 2$, $J = 120$, $x_m = 4,100$, $x_s = 4,186$, $x_r = 4,190$, $r_s = 0,014$, $r_r = 0,042$. Электродвигатель подключался к сети с номинальной нагрузкой из обесточенного состояния. Импульсная нагрузка подавалась на вал после завершения процесса подключения АЭД в момент времени 149 о.е. (0,47 с).

На рисунках 1 и 2 показаны результаты моделирования повреждения механической цепи «двигатель-трансмиссия» в форме серии из восьми знакопо-

стоянных механических ударов различной величины, имевших место при совершении ротором двух полных оборотов.

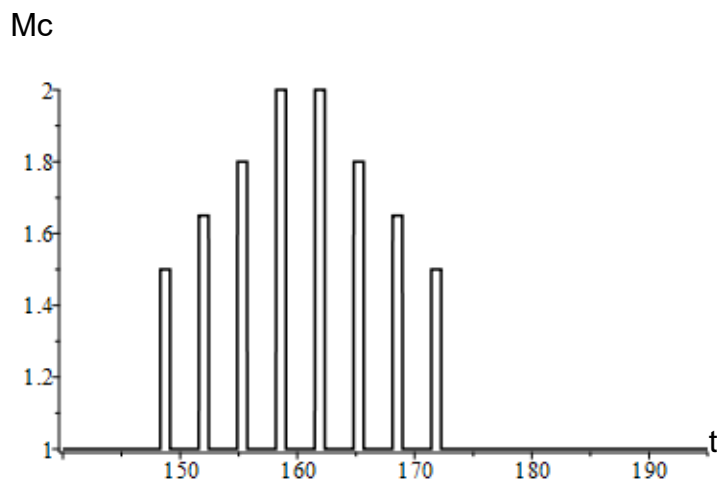


Рисунок 1 – Импульсы механических ударов

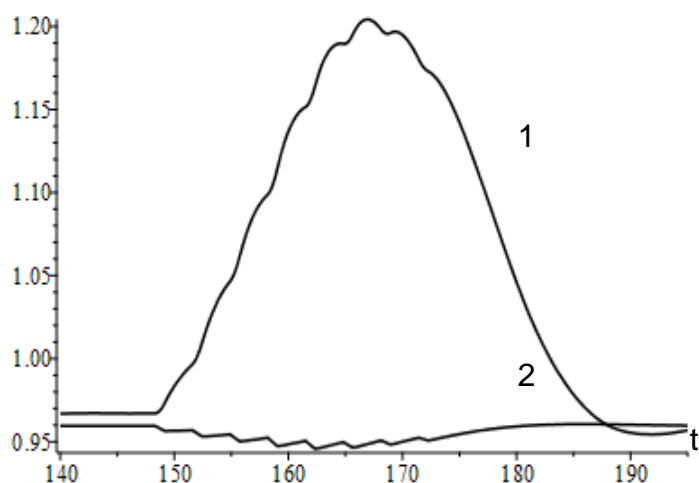


Рисунок 2 – Ток -1 и частота вращения – 2 вала электродвигателя при механических ударах

На рисунке 1 показаны импульсы знакопостоянного момента нагрузки, достигающие номинальной величины. Импульсы показаны на отрезке относительного (модельного) времени 149 – 172 о.е. (0,47 – 0,55 с). За это время ротор АЭД совершает два полных оборота. Реакция АЭД на механические удары, рассчитанная на математической модели, показана на рисунке 2. При знакопостоянных механических ударах наблюдается резкое (более 20%) нарастание потребляемого тока. При этом частота вращения снижается на 1-2%, что связано с большой инертностью механической цепи.

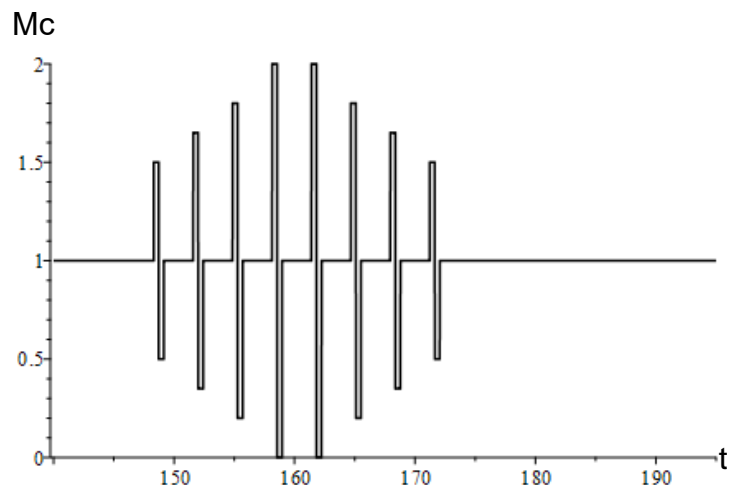


Рисунок 3 – Импульсы момента повреждённого подшипника

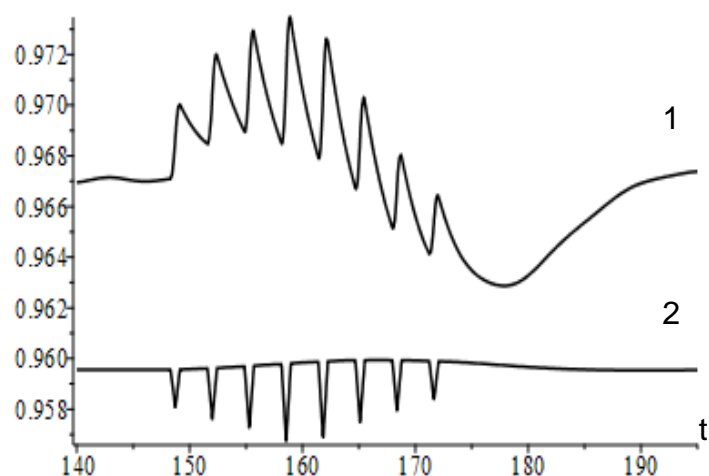


Рисунок 4 –Ток -1 и частота вращения – 2 вала электродвигателя при повреждении подшипника

На рисунках 3 и 4 показаны результаты моделирования повреждения механической цепи «двигатель-трансмиссия» в форме серии из восьми знакопеременных механических импульсов различной величины, имевших место при совершении ротором двух полных оборотов. Подобные серии импульсов характерны для механических цепей с повреждённым подшипником [2]. Характеристики импульсов, за исключением их полярности, были сохранены теми же, что и в предыдущем случае.

Реакция АЭД на повреждение подшипника, рассчитанная на математической модели, показана на рисунке 4. В данном случае изменение амплитуды потребляемого тока составляет небольшую величину порядка 0,6%. Вместе с

тем и потребляемый ток, и частота вращения вала приобретают пульсирующий характер.

Таким образом потребляемый электродвигателем ток адекватно реагирует на основные виды повреждений механической цепи «двигатель – трансмиссия». При этом токовый сигнал проявляет себя как чувствительный к повреждениям инструмент контроля.

Форма токовой реакции – рост амплитуды или пульсации амплитуды, может различаться в зависимости от формы импульсов нагрузки. В любом случае она будет зафиксирована при проведении диагностического тестирования.

Вышеперечисленные положения, подкреплённые результатами моделирования, позволяют рассматривать потребляемый ток, как диагностический фактор, указывающий на повреждение механической цепи.

Материалы исследования могут быть использованы эксплуатирующими организациями для создания систем инструментального контроля текущего технического состояния парка асинхронных электродвигателей и электроприводов на их основе.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22–61–00096 (<https://rscf.ru/project/22-61-00096/>)

Литература

1. Петухов В.С., Соколов В.А. Диагностика состояния электродвигателей. Метод спектрального анализа потребляемого тока // Новости электротехники. 2005. № 1(31). С. 23—28.
2. Jaroslav Cibulka, Morten K. Ebbesen and Kjell G. Robbersmyr. Bearing Fault Detection in Induction Motor-Gearbox Drivetrain // Journal of Physics: Conference Series 364 (2012) 012140 doi:10.1088/1742-6596/364/1/012140
3. Курилин С.П., Федотов В.В. Применение аппарата математического моделирования к задаче диагностики состояния механической цепи асинхронного электродвигателя // Прикладная информатика. 2024. Т. 19. № 4. С. 35–47. DOI: 10.37791/2687-0649-2024-19-4-35-47

*Т.С. Ларькина, ст. пр.; С.С. Маненков
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ЗНАЧЕНИЕ ТОКА В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЦЕПИ

Электрическое сопротивление представляет собой способность материала препятствовать прохождению электрического тока. К элементам, обладающим активным сопротивлением, можно отнести линии электропередач, обмотки электродвигателя или трансформатора, дроссели и соленоиды, соединительные провода и т.д. [1].

Исследование и оценка влияния активного сопротивления на значение тока в электрической цепи является актуальной задачей в виду того, что потери выделяющейся мощности необратимы в ходе прохождения тока через элементы с активным сопротивлением. Например, энергия, выделяющаяся на резисторе, не превращается в электрическую энергию обратно.

Рассматриваемая расчетная электрическая схема для исследования выполнена в программном продукте SimInTech, выполненном российскими разработчиками [2].

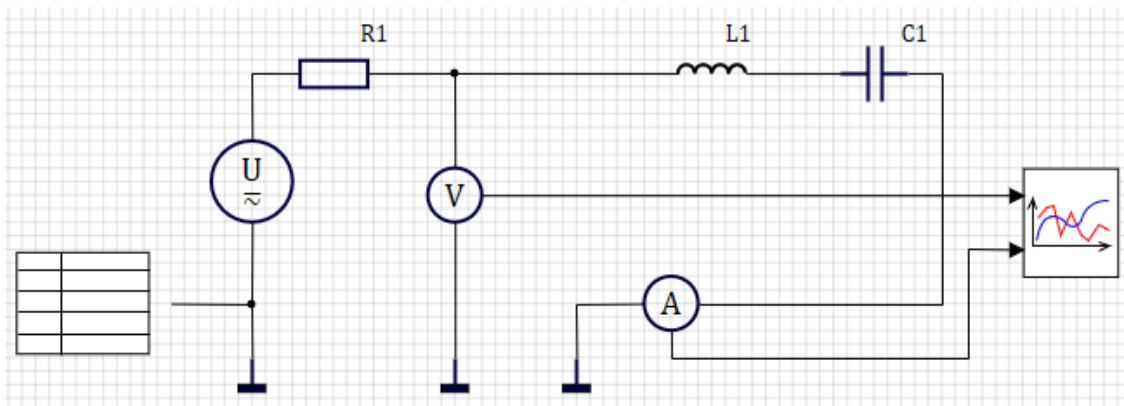
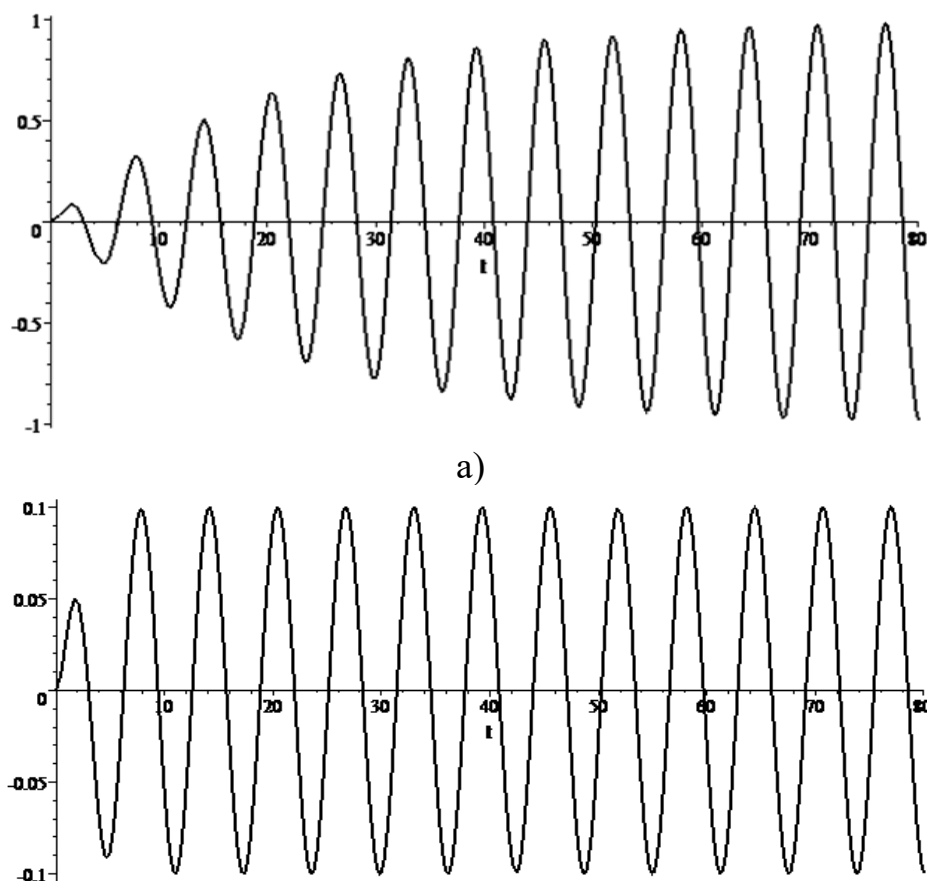


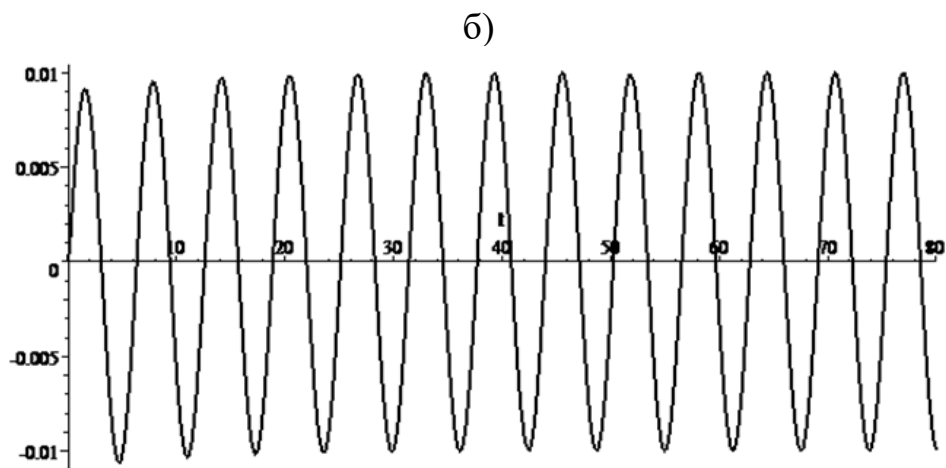
Рисунок 1 – Расчетная электрическая схема в SimInTech

Электрическая схема представлена последовательно подключенными активным сопротивлением R1, индуктивностью L1 и емкостью C1.

Расчет данной схемы произведен при помощи программного продукта Maple [3].

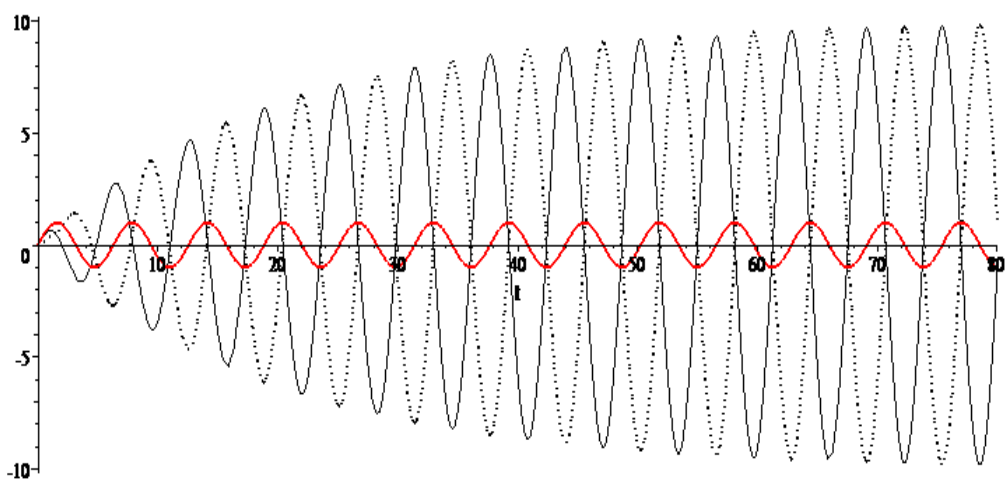
При построении математической модели в программе Maple получаем график зависимости силы тока I_1 от сопротивления R1 при различных его значениях (рис. 2). Здесь C1=10 пФ; L1 = 1 мГн.



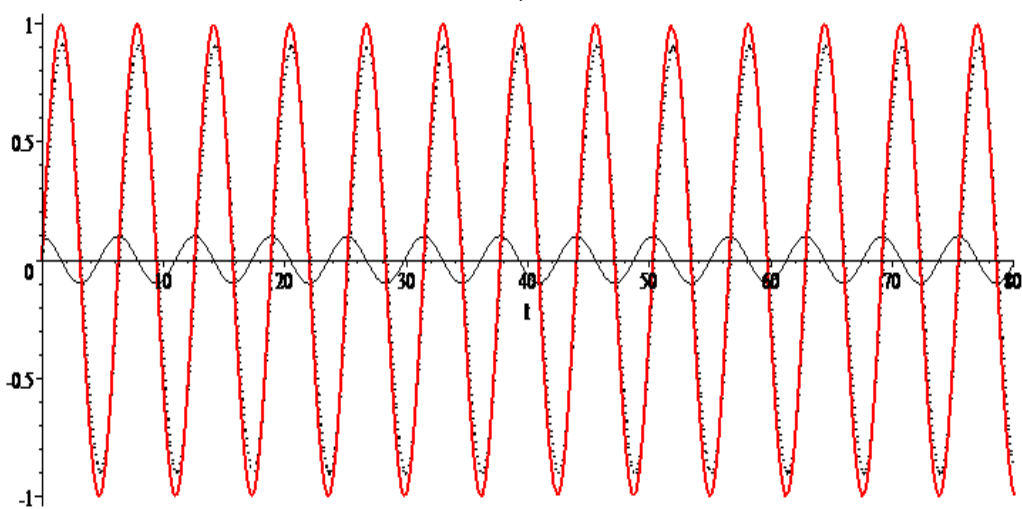


в)
 Рисунок 2 – Графическая зависимость $I_1=f(R_1)$:
 а) при $R_1=1$ Ом; б) при $R_1=10$ Ом; в) при $R_1=100$ Ом

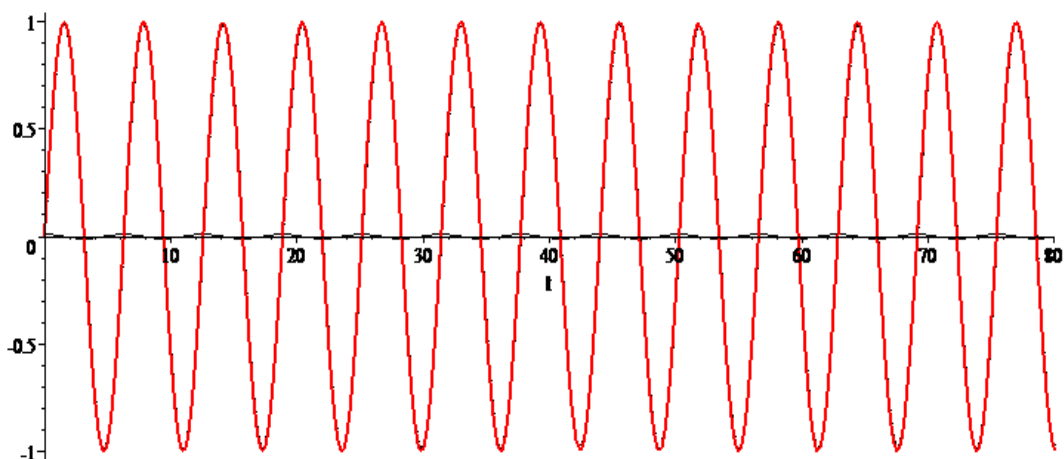
Далее построим графические зависимости напряжений U_1 в зависимости от величин сопротивлений (рис. 3). Здесь $C_1=0,1$ пФ; $L_1 = 10$ мГн.



а)



б)



в)

Рисунок 3 – Графическая зависимость U_1 в зависимости от величин сопротивлений: а) при $R_1=1$ Ом; б) при $R_1=10$ Ом; в) при $R_1=100$ Ом; красная кривая – U_{R1} , черная сплошная кривая – U_{L1} ; черный пунктир – U_{C1}

Данное исследование демонстрирует тот факт, что активное сопротивление оказывает сильное воздействие на электрический ток в цепи, который, если судить по графику, напрямую зависит от его значений: чем больше R_1 , тем меньше I . Т.е. по сути подтверждает закон Ома.

Стоит отметить, что отличительной чертой элементов с активным сопротивлением является совпадение напряжения и тока по фазе.

Величина активного сопротивления находится в зависимости от материала, длины, площади сечения, температуры проводника.

В ходе данного исследования также получен полезный опыт моделирования в программных продуктах SimInTech и Maple.

Литература

1. Аполлонский, С.М. Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле: Учебное пособие / С.М. Аполлонский. - СПб.: Лань, 2018. - 592 с.
2. Хабаров, С. П. Основы моделирования технических систем. Среда Simintech: учебное пособие для СПО / С. П. Хабаров, М. Л. Шилкина. - Санкт-Петербург: Лань, 2021. - 120 с.
3. Дьяконов, В. П. Maple 10/11/12/13/14 в математических расчетах / В.П. Дьяконов. - М.: ДМК Пресс, 2014. - 800 с.

*В.Л. Максимкин, к. т. н., доц.; Д.А. Шулакова, студ.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ БЕСКОЛЛЕКТОРНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА ПОСТОЯННЫХ МАГНИТАХ

В настоящее время большое внимание уделяется исследованию и созданию бесколлекторных двигателей постоянного тока на постоянных магнитах типа BLDC. Ключевым отличием такого двигателя является то, что функцию коллектора выполняет электронный контроллер, переключающий обмотки статора в зависимости от положения ротора, которое определяется с помощью

датчиков. На данном этапе развития электрических машин такой тип двигателей применяется в стиральных машинах, вентиляторах, насосах, робототехнике, в областях промышленного контроля, автомобилестроения, серверных. Находят применение двигатели BLDC и в области медицины, а именно рассматривается возможность применения двигателей в экзоскелетах [1].

Основными элементами конструкции бесколлекторного двигателя постоянного тока являются подвижная часть (ротор) и неподвижная часть (статор). На роторе находятся постоянные магниты с чередующейся полярностью. Обмотка статора выполняется из отдельных катушек, количество которых определяет количество фаз в двигателе, (рис. 1). Для управления используются контроллер и датчик положения.

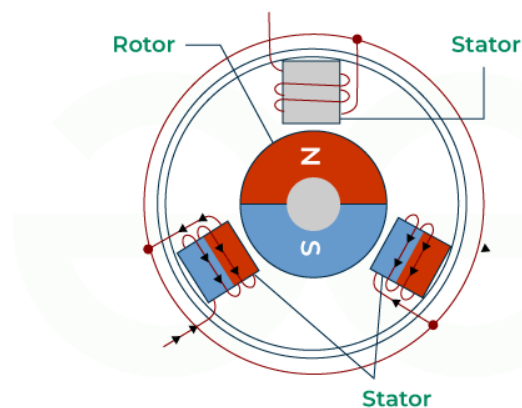


Рисунок 1. Конструкция двигателя BLDC

Принцип действия двигателя BLDC заключается в том, что статорная обмотка питается от смодулированного цифрового сигнала ШИМ (широтно-импульсная модуляция), поэтому он также называется двигателем с электронной коммутацией. (рис. 2) [2]

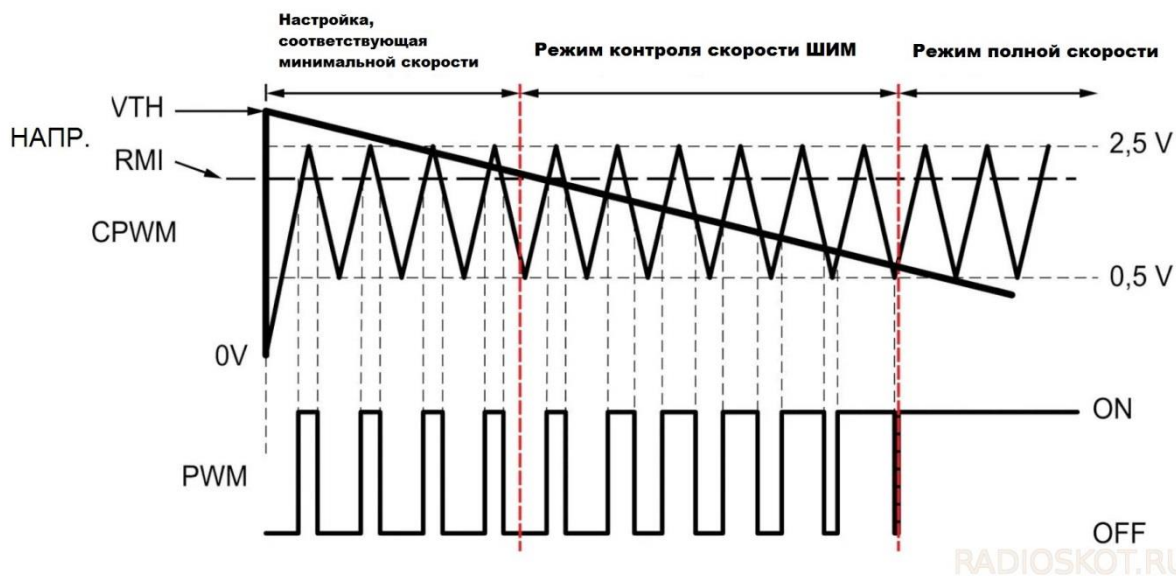


Рисунок 2. Принцип управления двигателем BLDC

На устройство подается сигнал, состоящий из серии импульсов включения и выключения, рабочий цикл которых определяет подаваемую мощность. Частота вращения двигателя регулируется только путем изменения частоты переключения, а не регулировкой напряжения, что отличает их от щеточных машин.

Такой блок управления реализуется на транзисторах, которые непрерывно изменяют фазу напряжения на статоре, что позволяет ротору также непрерывно вращаться.

Основными преимуществами использования двигателя BLDC является то, что из-за отсутствия щеточного узла повышается надежность и эффективность работы машины, так как щетки подвержены быстрому износу, а также повышается безопасность эксплуатации такого двигателя вследствие отсутствия искрения. При этом электронный коллектор обеспечивает более широкий диапазон регулирования.

К недостаткам бесколлекторных двигателей относят их высокую стоимость, сложность технического обслуживания, а также потребление дополнительной мощности для блока управления.

Несмотря на большое количество преимуществ и широкий диапазон областей применения, методика проектирования электрических двигателей типа BLDC так и не была полностью разработана. Это вызвано сложностями, возникающими на этом этапе [3].

Проектирование типовых электрических двигателей обычно начинается с нахождения главных размеров, правильность которых определяется соотношением $\frac{l_\delta}{D_1}$, где l_δ – расчетная длина воздушного зазора, D_1 – внутренний диаметр сердечника статора. Далее проводится электромагнитный расчет, на основании которого определяют рабочие и пусковые характеристики двигателя.

В случае с бесколлекторным двигателем постоянного тока классическую методику проектирования использовать в полном объеме не получится, так как возникают сложности, связанные с

- необходимостью учета переходных процессов, возникающих вследствие непрерывного переключения фаз, для обеспечения работы электродвигателя;
- наличием контроллеров, которые могут определять положение ротора. Чаще всего используют датчик Холла (рис. 3), но также применяются способы управления с помощью сигнала ВЕМФ (Back EMF), который получается путем сравнения напряжений на каждой катушке с центральным напряжением;
- конструкцией самого устройства, представляющего собой преобразователь и блок управления. Поэтому при расчетах необходимо учитывать взаимное влияние двигателя и системы управления им [4].

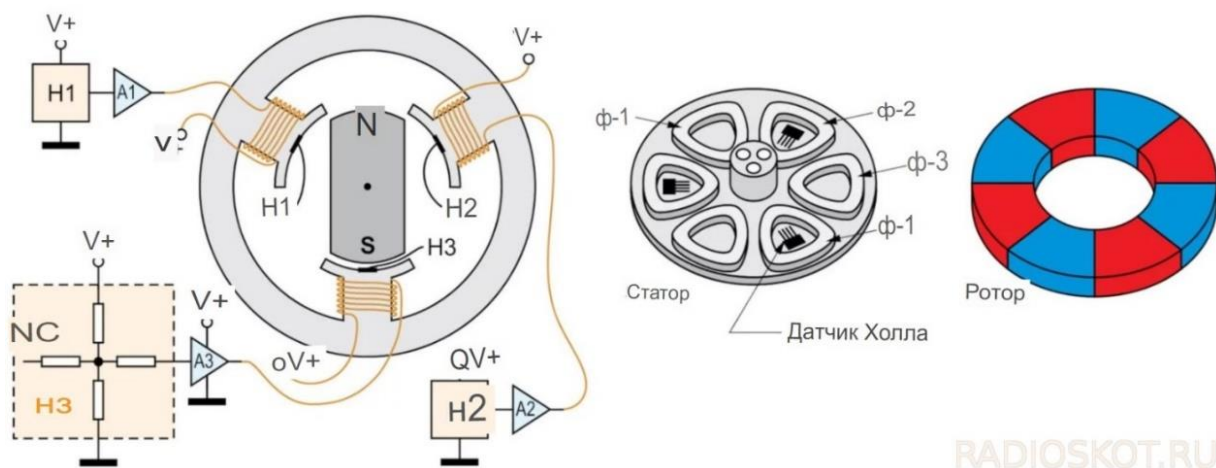


Рисунок 3. Конструкция двигателя BLDC с датчиком Холла

Таким образом, наиболее полную информацию по проектированию таких двигателей можно получить путем их исследования на математических моделях с применением различных программных пакетов (например, FEMM – программа, используемая для расчета магнитного поля методом конечных элементов). На следующем этапе планируется провести такие исследования и выработать рекомендации по расчёту бесколлекторных двигателей постоянного тока с постоянными магнитами.

Литература

1. Барынкин И. С., Смирнов А. С. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ АКТИВНОГО ЭКСОСКЕЛЕТА НИЖНИХ КОНЕЧНОСТЕЙ //ЭКСТРЕМАЛЬНАЯ РОБОТОТЕХНИКА Учредители: Центральный научно-исследовательский и опытно-конструкторский институт робототехники и технической кибернетики. – 2022. – Т. 1. – №. 1. – С. 505-521.
2. Радиосхемы – [URL:https://radioskot.ru/](https://radioskot.ru/) (дата обращения: 24.09.2024)
3. Фисенко В. Г., Попов А. Н. Проектирование вентильных индукторных двигателей //М.: Издательство МЭИ. – 2005.
4. Кузнецов В. А., Кузьмичев В. А. Инженерная методика проектирования индукторной машины для вентильно-индукторного двигателя //Электричество. – 2007. – №. 10. – С. 24-32.

*В.В. Рожков, к.т.н., доцент; В.В. Федотов, асп,
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПРОБЛЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ГЕНЕРАТОРА ПЕРЕДВИЖНЫХ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПИТАНИЯ СЕКЦИЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Дизель-генераторные установки большой мощности, например, 6,9 МВА, обеспечивают питанием секции собственных нужд электростанции, когда происходит отключение питания и основной сети собственных нужд от турбогенераторов станции, и резервной сети от энергосистемы. В последнее десятилетие для повышения надежности электроснабжения собственных нужд на АЭС России помимо стационарных внедрены и передвижные дизель-генераторные установки средней мощности, например, 2,5 МВА [1].

Системы возбуждения синхронных генераторов в составе передвижных дизель-генераторных установок (ПДГУ) строятся по различным принципам, в том числе и по принципу самовозбуждения от статора генератора через трансформатор и управляемый выпрямитель на обмотку возбуждения (обмотку ротора).

В этой связи возникает ряд вопросов безопасной эксплуатации установки, не освещенных в нормативной или специализированной литературе, и требующих учета режимов работы нейтрали [2] и расчетов уровня шагового напряжения для персонала, ступающего с земли на корпус работающей установки либо выходящего из нее, что и является целью настоящей статьи.

Поскольку система самовозбуждения синхронного генератора способна функционировать только при нелинейной характеристике холостого хода генератора, это предопределяет наличие высших гармоник в его фазных напряжениях на стороне 6,3 кВ даже при симметричной нагрузке. В первую очередь это третьи гармоники (нулевой последовательности), синфазные во всех трех фазах, уровень которых может достигать 20% и более от номинального.

В первых образцах ПДГУ нейтраль генератора жестко соединена с корпусом установки, что соответствует схеме рис.1.а.

Может рассматриваться второй вариант, где нейтраль генератора изолирована (рис.2.а). Связь нейтрали нагрузки на стороне 6,3 кВ с землей характеризует проводимость Y_{g2} . Подключение нагрузки к ПДГУ при этом может осуществляться либо с изолированной, либо с заземленной через различные элементы нейтралью.

Проводимости «земля-корпус» $Y_{gк}$ могут быть:

- ёмкостными, если корпус ПДГУ изолирован от земли (связь с землей только через колеса установки);
- активными с различными значениями сопротивлений (проводимостей) заземлений, например, при постановке ПДГУ на различные металлические домкраты).

Анализ шагового напряжения тройной частоты по эквивалентным расчетным схемам рис.1.б и рис.2.б для двух вариантов подключения нейтрали генератора дает:

- для нейтрали, соединенной с корпусом:

$$\dot{U}_{\text{шаговое}} = \dot{E}_3 \frac{1}{\frac{Y_{gк}}{3Y_{\text{нагр}}} + 1 + \frac{Y_{gк}}{Y_{g2}}}, \quad (1)$$

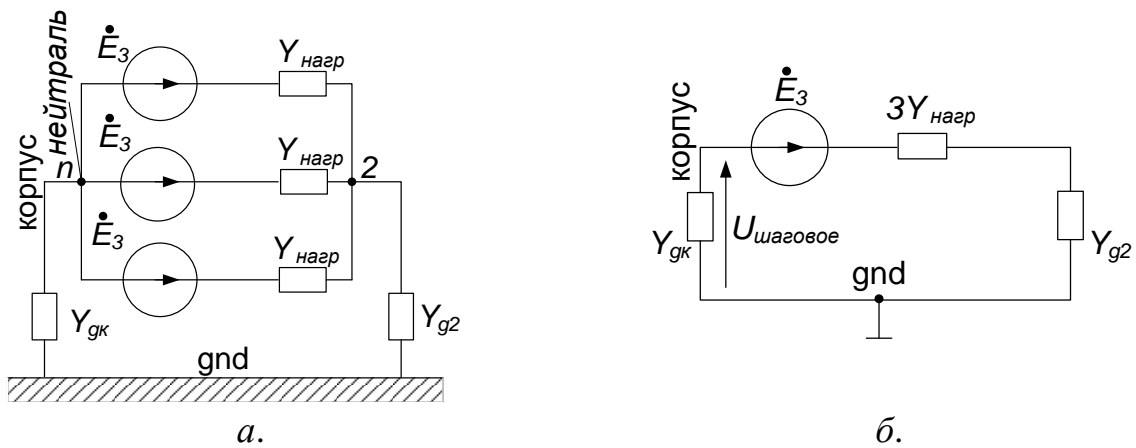


Рисунок 1 – Вариант при жестком соединении нейтрали с корпусом установки

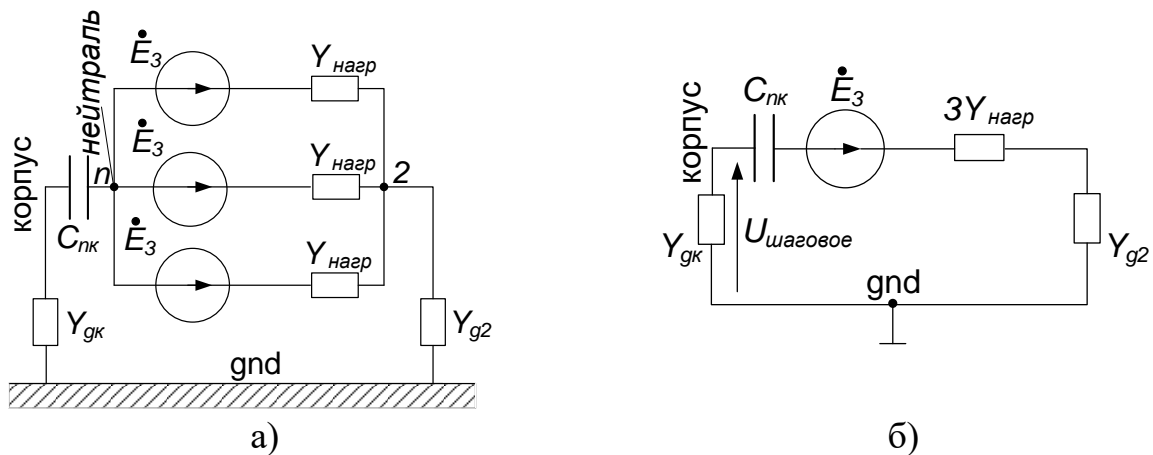


Рисунок 2 – Вариант с изолированной от корпуса установки нейтралью
- для изолированной от корпуса нейтрали:

$$\dot{U}_{\text{шаговое}} = \dot{E}_3 \frac{1}{\frac{Y_{gk}}{3Y_{\text{нагр}}} + 1 + \frac{Y_{gk}}{Y_{g2}} + \frac{Y_{gk}}{Y_{C_{нк}}}} \quad (2)$$

Из (1) и (2) следует, что во всех случаях, если не будет выполнено металлическое заземление корпуса установки ($Y_{gk} \rightarrow \infty$), шаговое напряжение тройной частоты может достигать недопустимых для человека величин в несколько сотен вольт. Причем для варианта рис.1 оно больше, для рис.2 – меньше.

Например, если:

- в варианте рис.1.а сопротивление нагрузки на фазу $R_n=22$ Ом, проводимость $y_{\text{нагр}} = \frac{1}{22}$ См; $3y_{\text{нагр}} = \frac{3}{22}$.

Допустим, заземление корпуса выполнено металлическим с сопротивлением $R_{gk} = 4$ Ом.

С тем же сопротивлением пусть выполнено заземление нейтрали нагрузки.

Тогда из (1) следует:

$$\dot{U}_{\text{шаговое}} = \dot{E}_3 \frac{1}{\frac{22}{3 \cdot 4} + 1 + \frac{4}{4}} = 0.26 \dot{E}_3.$$

Если $\dot{E}_3 = 20\% (U_{\text{фазн}}) = 0.2 \frac{6300}{\sqrt{3}} \cong 730$ В, то шаговое напряжение тройной частоты составит $0.26 \cdot 730 = 190$ В.

Для той же схемы рис.1.а ещё один, даже более неблагоприятный вариант получается, если корпус ПДГУ и нейтраль той же нагрузки выполнены изолированными от земли с одинаковой емкостью, которая в любом случае достаточно мала (или нано-, или пикофарады).

Тогда из (1):

$$\dot{U}_{\text{шаговое}} = \dot{E}_3 \frac{1}{\frac{j\omega C \rightarrow 0}{3 \cdot 4} + 1 + 1} = \dot{E}_3 \frac{1}{0 + 2} = \frac{\dot{E}_3}{2} = \frac{730}{2} = 365 \text{ В.}$$

Отсюда следует, что если перед эксплуатацией по условиям оперативности невозможно выполнить надежное заземление корпуса, то в инструкциях по эксплуатации следует запретить персоналу входить и выходить из работающей установки, а также прикасаться к корпусу во время работы. Это необходимо учесть, в частности, в программе испытаний ПДГУ на холостой ход и тестовую автономную нагрузку.

Работа выполнена в рамках государственного задания, проект № FSWF-2023-0012.

Литература

1. Электростанции передвижные дизельные мощностью от 630 до 2200 кВт. Технические условия ТУ3375-029-25792.338-11. ООО «ВЭТЗ-энергосистемы», Вязьма. 2011.
2. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок. 2-е изд. – М.: МЭИ, 2006. – 288 с.

*А.А. Тарасов; студ.; В.В. Федотов, асп., В.В. Рожков, к.т.н., доцент
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ГАРМОНИК ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ В РЕЖИМЕ РЕКУПЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА С АКТИВНЫМ ВЫПРЯМИТЕЛЕМ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПАРАМЕТРОВ СЕТИ

Вопросам энергоэффективного использования электрической энергии всегда уделялось и по сегодняшний день уделяется большое количество внимания. От рационального использования электрической энергии зависит конкурентоспособность экономики страны. Основными потребителями электрической энергии являются электроприводы. Электроприводы, оснащенные асинхронными двигателями, получили широкое распространение. При этом современные регулируемые асинхронные электроприводы, как правило, в своем составе имеют силовой преобразователь, выполненный по конструкции двухзвенного преобразователя частоты – рисунок 1, состоящего из неуправляемого выпрямителя (UD), звена постоянного тока с тормозной ветвью V_r и автономного инвертора напряжения (UZ1). Электрический двигатель при отработке технологических циклов может работать в двух характерных режимах – двигательном и тормозных (различных генераторных – последовательно, параллель-

но с питающей сетью или независимо от сети). Электрическая схема рисунка 1 обеспечивает двигательный режим работы электрической машины, а при переходе машины в генераторный режим работы энергия торможения рассеивается в виде тепла на тормозном резисторе, который по определенному циклу подключается соответствующим транзистором. При этом торможение двигателя осуществляется независимо от питающей сети. Для двигателей малой мощности количество рассеиваемой энергии имеет значения, кратные единице измерения Вт, а в двигателях большой мощности эти значения могут достигать десятки и сотни кВт. Таким образом, использование преобразователей частоты с электрической схемой рисунка 1 является не энергоэффективным вариантом, что особенно проявляется для двигателей большой мощности.

В качестве альтернативного решения была разработана электрическая схема с активным выпрямителем (UZ2) вместо неуправляемого выпрямителя (UD), представленная на рисунке 2. Преимущества такой схемы показаны, например, в [1]. Такое решение позволяет избыток энергии не рассеивать на тормозном резисторе, а рекуперировать обратно в сеть для дальнейшего использования подключенными к той же сети потребителями.

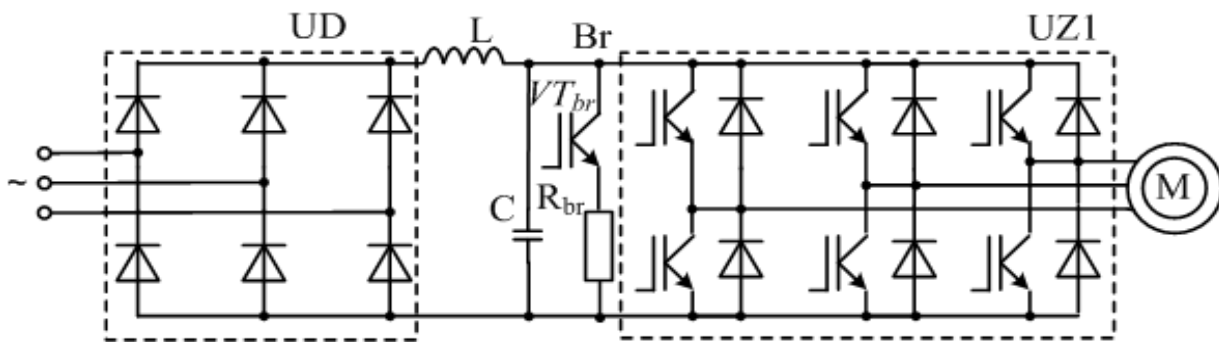


Рисунок 1 – Электрическая схема двухзвенного преобразователя частоты наиболее распространенной топологии

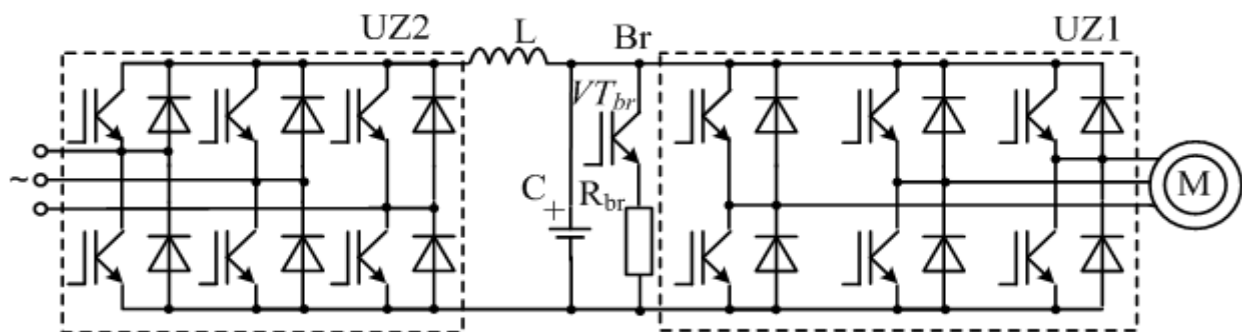


Рисунок 2 – Электрическая схема двухзвенного преобразователя частоты с активным выпрямителем взамен неуправляемого

Помимо более экономного использования электрической энергии за счет использования рекуперации энергии обратно в сеть, необходимо уделять должное внимание такому параметру, как коэффициент нелинейных искажений, обозначаемому в англоязычной литературе как THD. В соответствии с ГОСТ

32144-2013 [2], нормально допустимое значение ТНД синусоидальности кривой напряжения для сетей номинального напряжения 0,38 кВ составляет 8%, предельно допустимое значение составляет 12%. Нормально допустимое значение коэффициента n-ой гармонической составляющей для каждой гармоники приведено в ГОСТ 32144-2013, например, для 5-ой гармоники — 6,0%, для 7-ой гармоники — 5,0% и т.д. Предельно допустимое значение коэффициента n-ой гармонической составляющей для каждой гармоники в 1,5 раза больше нормально допустимого.

Целью настоящей статьи является оценка влияния изменения параметров питающей сети, таких как мощность и отношение индуктивного сопротивления к активному, на значение коэффициента нелинейных искажений ТНД в двигательном и генераторном рекуперативном режимах.

Для достижения поставленной цели разработана компьютерная имитационная модель преобразователя частоты средней мощности с активным выпрямителем, представленная на рисунке 3. Модель содержит блок трехфазной питающей сети, активный выпрямитель, звено постоянного тока, автономный инвертор напряжения и асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором мощностью 7,5 кВт.

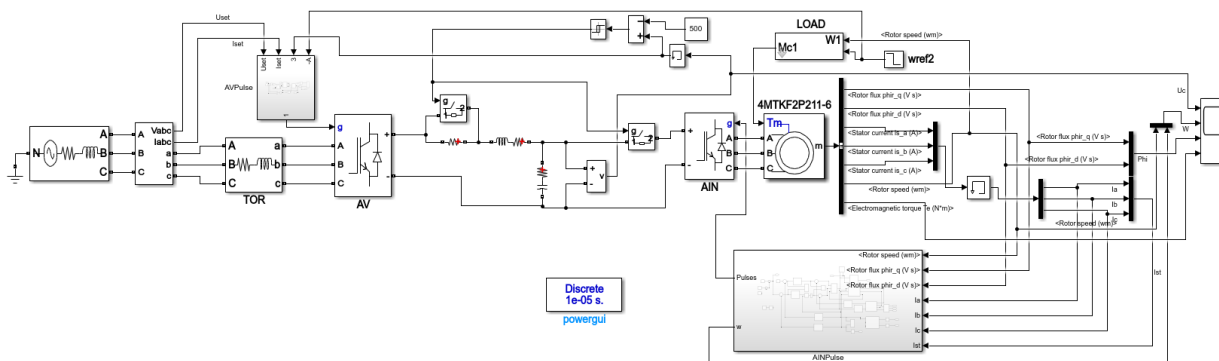


Рисунок 3 – Компьютерная имитационная модель преобразователя частоты с активным выпрямителем

Авторами проведено две серии экспериментов при отношении индуктивного сопротивления сети к активному, равном 2 и 7. При этом изменение мощности сети проводилось от $0,75 \cdot 10^5$ Вт до $0,75 \cdot 10^7$ Вт. Выбор нижнего предела мощности обусловлен тем, что при значении мощности меньше, чем $0,75 \cdot 10^5$ Вт двигатель не выходит на установившийся режим. Верхняя граница $0,75 \cdot 10^7$ Вт обусловлена тем, что дальнейшее увеличение мощности не имеет смысла в силу хорошо прослеживаемой тенденции изменения коэффициента нелинейных искажений сети от параметров питающей сети.

В связи с тем, что электрическая сеть трехфазная, то коэффициент гармоник необходимо оценивать по трем фазам. Пофазная оценка ТНД при варьировании параметров сети дает частный результат, поэтому целесообразнее оценку гармонических искажений проводить как среднее арифметическое значение ТНД по трем фазам:

$$DivTHD = \frac{THDa + THDb + THDc}{3}$$

Для построения полной картины происходящих процессов в питающей сети оценка коэффициента нелинейных искажений проводится не только для сетевых напряжений, но и для сетевых токов. В таблице 1 приведены значения THD при различном отношении индуктивного и активного сопротивления в характерных точках эквивалентных мощности сети для напряжения. В таблице 2 приведены значения THD при различном отношении индуктивного и активного сопротивления в характерных точках эквивалентных мощности сети для токов.

Таблица 1 – Характерные точки для напряжений

VA	5	5,2	5,4	5,6	5,8	6	6,2	6,4	6,6	6,8	7
THD2U	62	62,6	63,3	64,1	64,9	66	67,2	68	70,2	71,8	74
THD7U	65	65,2	65,3	65,6	65,8	66	66,5	67,3	68,6	70,4	72

Таблица 2 – Характерные точки для токов

VA	5	5,2	5,4	5,6	5,8	6	6,2	6,4	6,6	6,8	7
THD2I	19	37,6	54,2	67	84,3	97	120,6	200,8	253,2	567,6	805
THD7I	21	32,3	53	69	87,6	101	130,7	230,6	397,1	613,7	863

На рисунке 4 представлено изменение THD во времени для напряжений при запуске двигателя и при рекуперации, при отношении X/R=7 и мощности $0,75 \cdot 10^6$, типовом параметре сети.

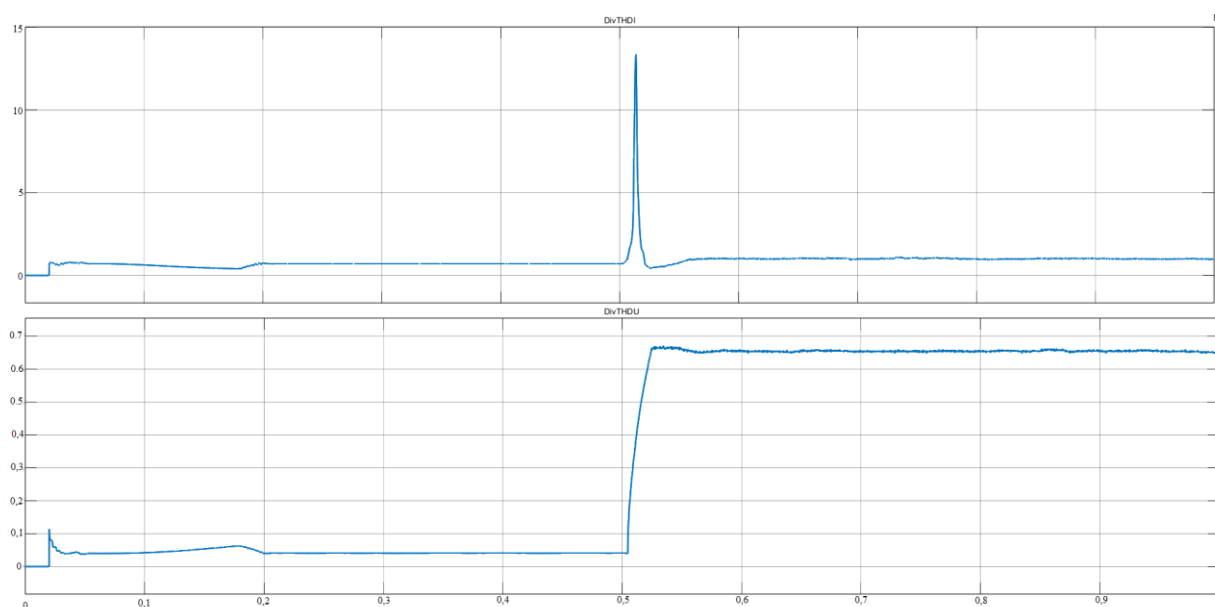


Рисунок 4 – Изменение THD во времени

На рисунке 5 слева представлена зависимость коэффициента гармоник для напряжений, на рисунке 5 справа — для токов.

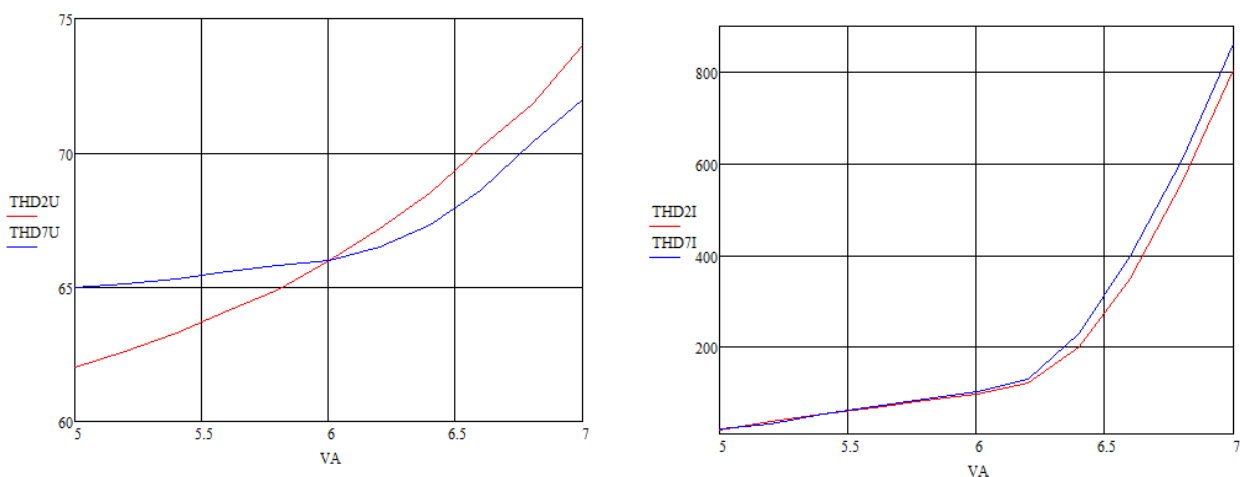


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента гармоник для напряжений – слева, для токов – справа

Анализируя рисунок 5, можно заключить, что отношение $X/R=2$ выдает худшие показатели для THD до некоторой характерной точки. Далее с ростом мощности питающей сети различия становятся не характерными, и сеть с худшим отношением начинает проявлять лучшие показатели THD. Картина одинакова как для токов, так и для напряжений.

Работа выполнена в рамках государственного задания, проект № FSWF-2023-0012.

Литература

1. Маклаков А.С., Гасияров В.Р., Белый А.В. Энергосберегающий электропривод на базе двухзвенного преобразователя частоты с активным выпрямителем и автономным инвертором напряжения // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. – 2014. – Т. 1, № 1. – С. 23-30.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> Дата обращения 21.09.2024.

*М.В. Хорошайлова, к.т.н., доцент; А.А. Пирогов, к.т.н., доцент;
А.С. Демихова, асп.
(ФГБОУ ВО «ВГТУ» г. Воронеж)*

СХЕМА ВЫПРЯМИТЕЛЯ ДЛЯ ДИНАМИЧЕСКОГО УЛУЧШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ СБОРА ВНЕШНЕЙ РАДИОЧАСТОТНОЙ ЭНЕРГИИ

С быстрым развитием информационных технологий бытовая электроника широко используется в повседневной жизни. Для поддержания непрерывной и бесперебойной работы этих устройств необходимо обеспечить непрерывную подачу энергии. Обычный метод питания от батарей имеет проблемы, связанные с коротким сроком службы и высокой стоимостью замены батареи. На основании этого технология беспроводного сбора радиочастотной энергии считается лучшим альтернативным методом энергоснабжения [1].

Самая большая проблема заключается в обеспечении высокой эффективности преобразования энергии в компактном типе устройства при низком уровне потребляемой мощности.

Целью предлагаемой входной системы сбора радиочастотной энергии является получение высокого коэффициента эффективности преобразования мощности (PCE) в широком диапазоне входной мощности для повышения практичности системы сбора радиочастотной энергии. Используя стандартную КМОП-технологии, можно получить различные конфигурации, изменяя соединение затворов транзисторов. Комбинация входной мощности дифференциального накопителя с перекрестной связью и гибридной топологией обеспечит широкий динамический диапазон эффективности преобразования мощности выпрямителя, как показано на рис. 1.

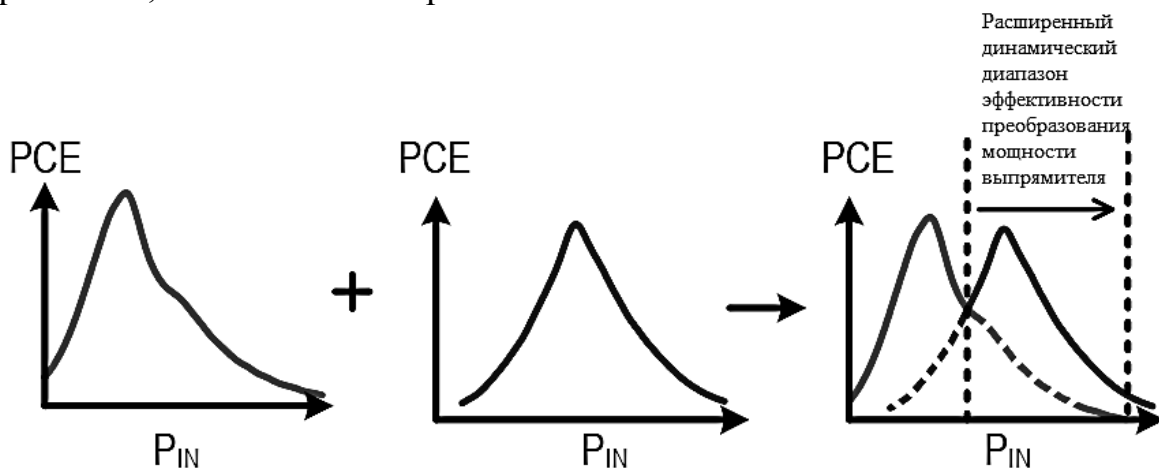


Рис. 1. Визуальное представление кривой эффективности преобразования мощности для предлагаемого реконфигурируемого выпрямителя

На рис. 2а изображена основная схема выпрямителя. Он имеет три каскада выпрямителей с реконфигурируемой топологией дифференциального накопителя с перекрестной связью.

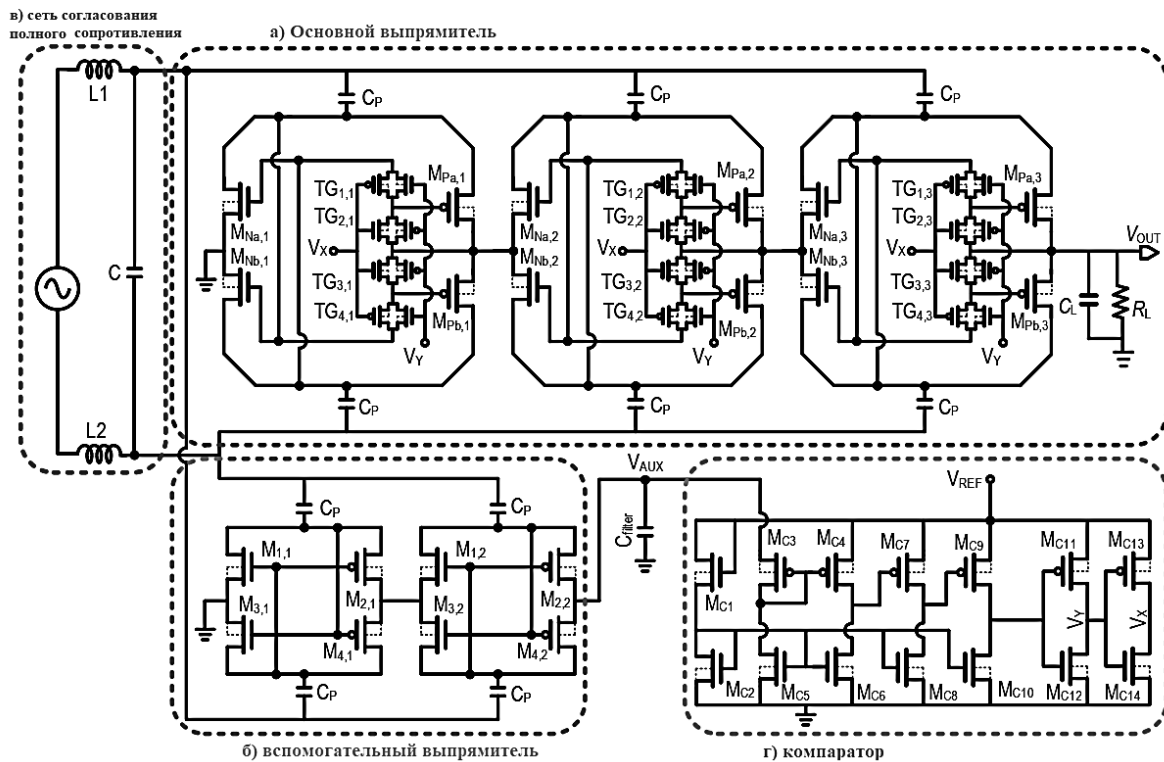


Рис. 2. Схема предлагаемого реконфигурируемого выпрямителя

Согласующая сеть используется для направления максимальной мощности переменного тока на выпрямитель на одной или нескольких радиочастотах. Кроме того, они также могут повышать напряжение за счет пассивного усиления и могут действовать как фильтр нижних частот для подавления гармоник более высокого порядка, генерируемых выпрямителем, которые могут быть повторно использованы [2]. Часто опубликованные результаты по эффективности выпрямителя рассчитываются математически на основе измеренных S-параметров таким образом, чтобы не учитывать потери мощности при несоответствии входных параметров. Хотя эффективность преобразования энергии важна для рассмотрения, она не дает четкого представления о том, как работает выпрямитель в практической схеме. Совместное проектирование согласующей сети и эффективность преобразования мощности выпрямителя имеют решающее значение для максимального повышения эффективности использования энергии системой.

Во входном каскаде динамического диапазона РЧЕ системы сбора радиочастотной энергии сигнал, поступающий непосредственно от антенны к выпрямителю, приводит к сильному отражению и потерям мощности [3]. Таким образом, сеть согласования полного сопротивления (импеданса) необходима для уменьшения отражения мощности и обеспечения пассивного усиления. В состоянии идеального согласования сопротивление антенны равно эквивалентному сопротивлению выпрямителя, а реактивное сопротивление антенны и выпрямителя находится в сопряжении.

Моделирование полного сопротивления выпрямителя показывает, что реальное полное сопротивление намного больше, чем у антенны (стандартное 50

Ом). Для наглядного сравнения указаны параметры выпрямителя, нагрузка, емкость, размер катушки индуктивности и добротность. На рис. 3 показан результат PCE для интерфейса сбора радиочастотной энергии при использовании CL- и LC-сетей с предлагаемым выпрямителем.

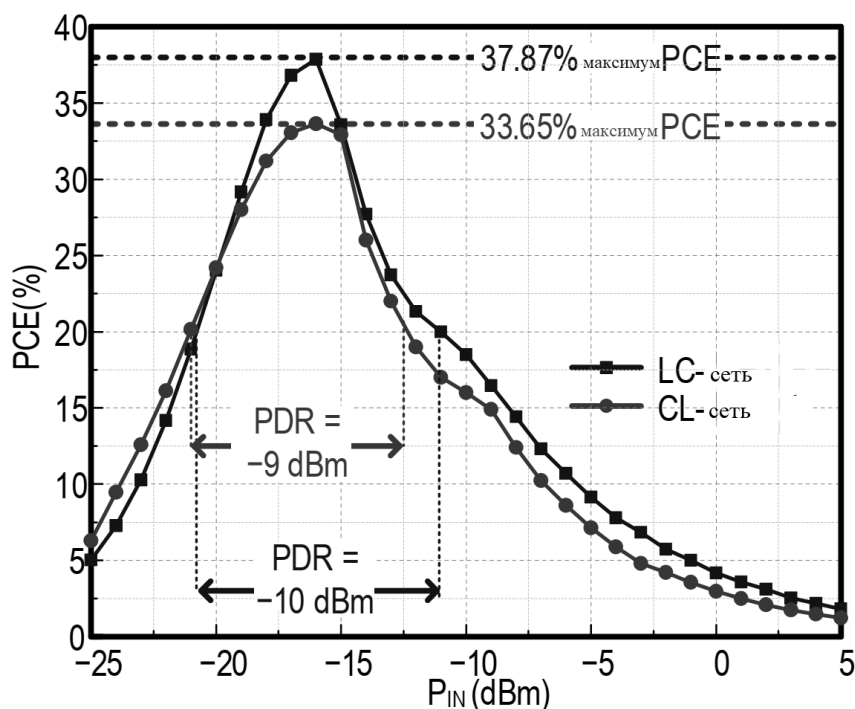


Рис. 3. Сравнение цепей LC и CL при 100 кОм, когда параметры выпрямителя и размеры пассивных компонентов фиксированы

На соответствующей частоте, 900 МГц, сеть L-C имеет более высокий пиковый и общий PCE, чем сеть C-L. Здесь используется встроенная в микросхему L-образная схема с последовательным подключением четырех катушек индуктивности для увеличения индуктивности при сохранении высокой добротности. Его настроили так, чтобы он соответствовал частоте 900 МГц между антенной 50 Ом и предлагаемым реконфигурируемым выпрямителем со вспомогательным выпрямителем. Последовательно с катушкой индуктивности был установлен резистор, представляющий собой паразитную обмотку катушки индуктивности.

Представлена схема реконфигурируемого выпрямителя с широким динамическим диапазоном для системы сбора радиочастотной энергии, который можно переконфигурировать в различные топологии в зависимости от входного напряжения для повышения коэффициента эффективности преобразования мощности и чувствительности выпрямителя. При низкой входной мощности гибридный выпрямитель конфигурируется по топологии мостового выпрямителя с перекрестным подключением, которая имеет преимущества в низких потерях проводимости благодаря перекрестно связанным парам транзисторов. При более высокой входной мощности выпрямитель переконфигурируется в топологию на основе гибридных диодов (NSPD) для уменьшения утечки обратного

тока. Разработанный по КМОП-технологии 65 нм, предлагаемый выпрямитель достигает пикового значения коэффициента эффективности преобразования мощности и чувствительности выпрямителя 88,7% при 100 кОм.

Благодарности: работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FZGM-2024-0006)

Литература

1. Башкиров, А. В. Оптимизация системы передачи информации от беспилотного летательного аппарата и повышение пропускной способности канала связи / А. В. Башкиров, М. В. Хорошайлова, А. С. Демихова // Вестник Воронежского института МВД России. – 2023. – № 4. – С. 140-148.
2. G. Saini and M. S. Baghini, “A generic power management circuit for energy harvesters with shared components between the MPPT and regulator,” *IEEE Trans. Very Large Scale Integr. (VLSI) Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 535–548, Mar. 2019.
3. Park, J.S.; Choi, Y.S.; Lee, W.S. Design of Miniaturized Incident Angle-Insensitive 2.45 GHz RF-Based Energy Harvesting System for IoT Applications. *IEEE Trans. Antennas Propag.* 2022, 70, 3781–3788.

*А.А. Чернявский; студ.; В.В. Федотов, асп., В.В. Рожков, к.т.н., доцент
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЖЕСТКОСТИ СОЕДИНИТЕЛЬНОЙ МУФТЫ МЕЖДУ МЕХАНИЗМОМ И ШАГОВЫМ ДВИГАТЕЛЕМ НА ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ МЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕМЕННЫХ

Механизмы, оснащенные электроприводами с шаговыми двигателями (ШЭП), получили широкое применение в различных отраслях промышленности. В основном, сфера использования включает роботы, манипуляторы, станки и другие для дискретной отработки точных перемещений. Как правило, схема соединения вала шагового двигателя с механизмом предполагает использование муфты. В настоящей работе предлагается рассмотреть влияние муфты как соединительного звена между двигателем и механизмом на динамические свойства выходной скорости вращения механизма. В качестве такой муфты выбрана упругая муфта. Подобные устройства в своем составе имеют упругий элемент. Основными характеристиками таких муфт являются жесткость при кручении и демпфирующая способность, т. е. способность необратимо поглощать часть энергии деформации упругими элементами муфты при действии циклически изменяющегося вращающегося момента с некоторой амплитудой, наложенного на постоянный вращающийся момент [1].

В качестве объекта исследования выступает электропривод, имеющий в своем составе шаговый двигатель ШД, упругую муфту и некоторый механизм. Подобного рода электропривод представляет собой двухмассовый механизм, представленный на рисунке 1.

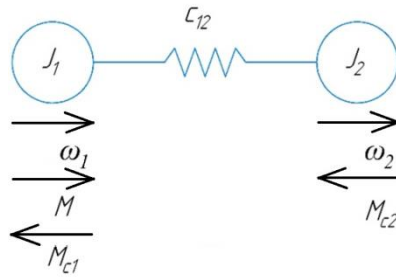


Рисунок 1 – Структурная схема двухмассового электропривода

Математическое описание динамики электропривода, представленного двухмассовой системой, описывается системой уравнений представленной ниже:

$$\begin{cases} M - c_{12}(\varphi_1 - \varphi_2) - M_{c1} = J_1 \frac{d\omega_1}{dt}; \\ c_{12}(\varphi_1 - \varphi_2) - M_{c2} = J_2 \frac{d\omega_2}{dt}; \\ \frac{dc_{12}(\varphi_1 - \varphi_2)}{dt} = c_{12}(\omega_1 - \omega_2), \end{cases}$$

где M – электромагнитный момент; M_{c1} и M_{c2} – моменты нагрузки, создаваемые первой и второй массой; J_1 и J_2 – моменты инерции первой и второй массы; ω_1 и ω_2 – угловые скорости первой и второй массы; φ_1 и φ_2 – углы поворота первой и второй массы; C_{12} – коэффициент упругости (жесткости); $c_{12}(\varphi_1 - \varphi_2) = M_{12}$ – момент упругого взаимодействия.

Шаговый двигатель представляет собой электрический двигатель, имеющий две обмотки возбуждения, а их математическое описание подробно изложено в [2,3,4]. В настоящей работе используется упрощенная математическая модель шагового двигателя из [2]. Уравнение динамики шагового двигателя при этом имеет вид:

$$T_m \frac{d\omega_{\text{мех}}}{dt} + \omega_{\text{мех}} = \omega_{\text{мех пр}} \left[I_m^* \sin(\gamma - \theta) - \mu_c(\omega_{\text{мех}}) \right].$$

$$T_m = \frac{J_{\Sigma}}{k_{\text{в.т.}}}$$

где T_m – эквивалентная электромеханическая постоянная времени шагового привода; J_{Σ} – суммарный момент инерции ротора двигателя, редуктора и соединительной нагрузки; $k_{\text{в.т.}}$ – суммарный коэффициент

вязкого трения; $\omega_{\text{мех}}$ – механическая скорость привода; $\omega_{\text{мех пр}} = \frac{M_{\text{max}}}{k_{\text{в.т.}}}$ – предельная механическая скорость, достижимая в установившемся режиме холостого хода (с моментом статической нагрузки $M_c = 0$); M_{max} – максимальное значение статического синхронизирующего момента машины; I_m^* – относительное значение амплитуды вектора тока статора по отношению к номинальному значению амплитуды; γ – угол вектора тока статора; θ – угол

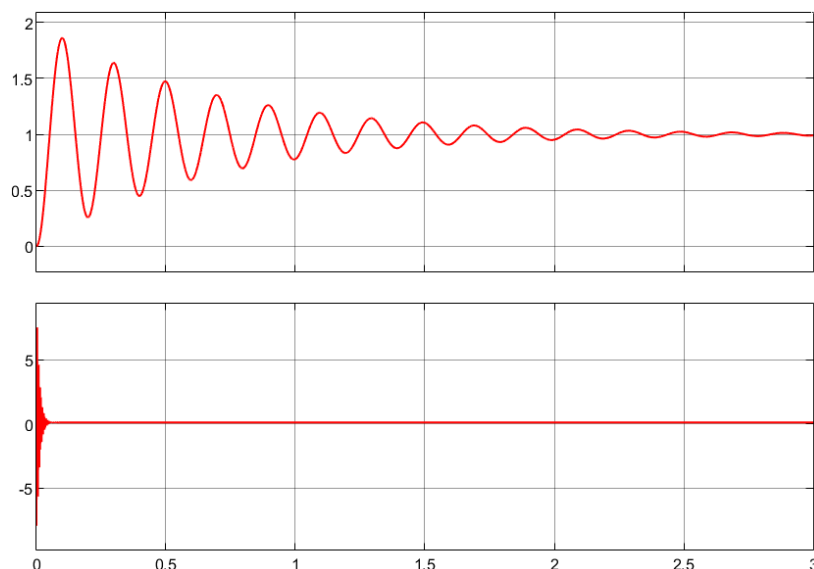


Рисунок 3 –Переходной процесс механизма (сверху) и шагового двигателя (снизу)

Полная структурная схема электропривода представлена на рисунке 4.

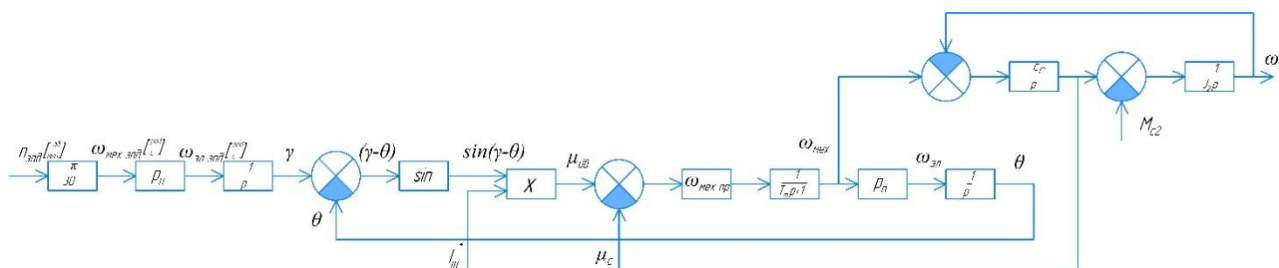


Рисунок 4 – Полная структурная схема электропривода в передаточных функциях

При проведении экспериментов выбран шаговый двигатель 17HS4401, имеющий шаг, равный 1,8 градусов, что соответствует 200 шагам на один оборот. Полученное значение эквивалентно 100 парам полюсов. Номинальный ток двигателя 1,7 А, удерживающий момент 0,4 Нм, а момент инерции 0,0000054 кг·м². При построении математической модели в виде структурных блоков одним из неизвестных параметров является потокосцепление, формируемое постоянными магнитами. Для проведения моделирования потокосцепление рассчитывается, исходя из номинального режима работы. Оно принимается равным:

$$\psi_m = \frac{M_{\max}}{p_{\Pi} I_{m \text{ ном}}} = \frac{0,4}{100 \cdot 1,7} = 0,002353 \text{ Вб.}$$

Коэффициент вязкого трения принят равным 0,001, при этом предельная механическая скорость и эквивалентная электромеханическая постоянная времени шагового двигателя равны:

$$\omega_{\text{мех пр}} = \frac{M_{\max}}{k_{\text{в.т.}}} = \frac{0,4}{0,001} = 400 \text{ об / мин;}$$

$$T_m = \frac{J_{\Sigma}}{k_{в.т.}} = \frac{0,0000054}{0,001} = 0,0054 \text{ с}$$

Компьютерная имитационная модель, полученная на основе структурной схемы рисунка 4, представлена на рисунке 5.

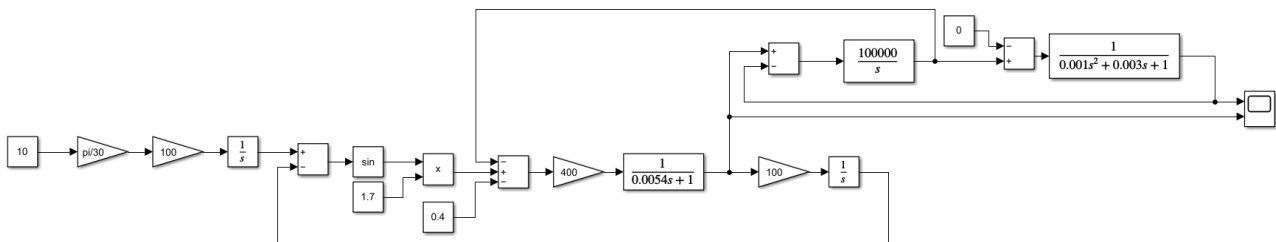


Рисунок 5 – Компьютерная имитационная модель электропривода

Результаты моделирования по модели рис.5 в предельных ситуациях по коэффициенту упругости представлены на рисунках 6 и 7. На рисунке 6 показан переходной процесс, описывающий поведение скорости механизма и скорости двигателя при жесткости, имитирующей состояние абсолютно жесткой муфты, при этом коэффициент C_{12} выбран равным 100000. На рисунке 7 показан переходной процесс, описывающий поведение скорости механизма и скорости двигателя при жесткости, имитирующей состояние абсолютно мягкой муфты, при этом коэффициент C_{12} выбран равным 1.

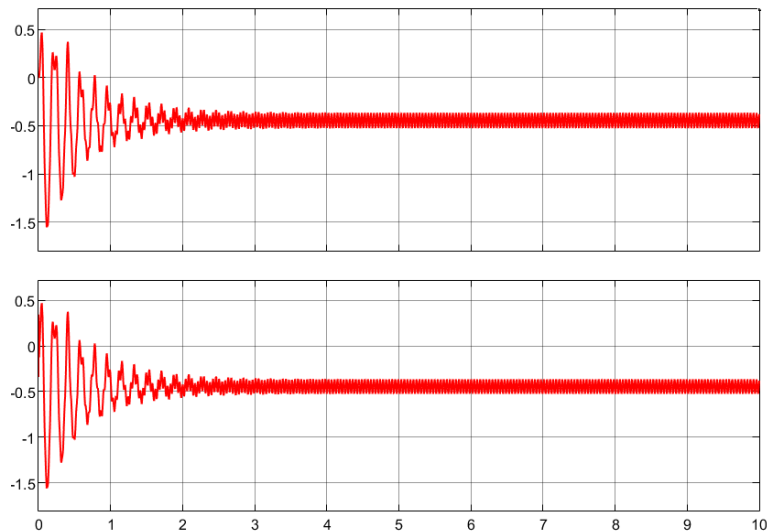


Рисунок 6 – Результаты моделирования для абсолютно жесткой муфты

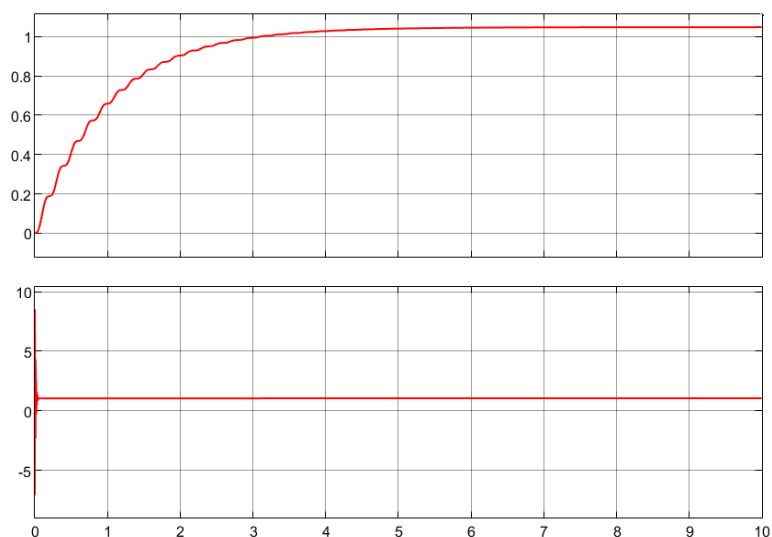


Рисунок 7 – Результаты моделирования для абсолютно мягкой муфты

Результаты моделирования показали, что абсолютно жесткая муфта распространила колебания от механизма на двигатель. При этом электропривод в целом пришел к неустойчивому режиму работы. Муфта, обладающая единичным коэффициентом упругости, смогла сохранить переходный процесс шагового двигателя неизменным и при этом погасить колебания скорости, которые возникали в переходном процессе у механизма. В этом случае переходный процесс стал близок к апериодическому.

Таким образом, в ряде случаев снижение жесткости упругой муфты может приводить к благоприятному эффекту для диссипации колебаний скорости при работе электропривода.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-61-00096, <https://rscf.ru/project/22-61-00096/>.

Литература

1. Ряховский О. А. Детали машин: Учеб. для вузов / О.А. Ряховский, А.В. Клыпин. - М.: Дрофа, 2002. – 288 с.
2. Козаченко В. Ф. Цифровой сервопривод с шаговыми и вентильными двигателями: учебник для вузов. / В. Ф. Козаченко, А. А. Жарков, Д. И. Савкин – М: 2022. – 518 с.
3. Кенио Т. Шаговые двигатели и их микропроцессорные системы управления: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 200 с :ил.
4. Чиликин М. Г. Дискретный электропривод с шаговыми двигателями, под общ. ред. М. Г. Чиликина. / М., «Энергия», 1971. – 624 с. :ил.

СЕКЦИЯ 3 ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

*В.А. Галковский, к.т.н., доц.; И.С. Самуйлов, студ.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ВЫБОРА ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

В эпоху стремительного развития промышленности и увеличения объемов производства, вопросы эффективного использования энергетических ресурсов приобретают особую актуальность. Оптимизация систем теплообмена выступает одним из центральных элементов повышения энергоэффективности производственных процессов. Разработка автоматизированной системы для выбора теплообменного оборудования открывает новые возможности для улучшения работы оборудования, снижения затрат на его эксплуатацию и обслуживание, а также повышения общей эффективности производственных систем.

Различают два основных вида тепловых расчетов теплообменных аппаратов: поверочные и проектные (конструкционные).

По предварительным расчетам выбирают тип аппарата и составляют его конструкционную схему с указанием направления движения рабочих сред и примерных площадей сечений каналов для их прохода. Затем задаются скоростью каждой рабочей среды, чтобы использовать весь располагаемый набор на преодоление гидравлического сопротивления, но не превысить его.

Расчет ведется методом последовательного приближения. Для пластинчатых теплообменников разработан метод прямого расчета, в котором скоростью рабочих сред задаваться не требуется. Ее получают расчетом по уравнению с зависимости от заданного напора.

Автоматизированные системы выбора оборудования представляют собой программные решения, способные анализировать и обрабатывать большие объемы данных, чтобы предложить оптимальные варианты оборудования. Эти системы способны учитывать различные параметры, включая тип процесса, производственные требования, энергетическую эффективность, стоимость.

В программе, определение теплофизических свойств происходит посредством использования библиотеки IAPWS.

Для определения тепловой нагрузки теплообменного аппарата используется формула теплового баланса.

Для теплообменника справедливо выражение:

$$Q = G_2 c_{p2} (t'_2 - t''_2) = G_1 c_{p1} (t''_1 - t'_1)$$

Выражение справедливо при неизменности фазового состояния теплоносителя.

Для расчёта, требуется, чтобы каждая переменная была известна. Предполагается, что пользователь не знает тепловой нагрузки теплообменника. Это значит, что в уравнении не должно быть более одной неизвестной переменной.

t_1' – для определения большей температуры теплоносителя:

$$t_1' = t_1'' + \frac{G_2 c_{p2} (t_2'' - t_2')}{G_1 c_{p1}}$$

Однако c_{p1} определяется по $\bar{t}_1 = 0,5(t_1' + t_1'')$, отсюда следует, что t_1' определяется итерационным методом.

В качестве такого метода был выбран градиентный спуск. Алгоритм осуществлён относительно c_p . Итерирующая функция имеет вид:

$$c_p = 2 \cdot \left(\bar{t}_1 - t_1'' + \frac{Q}{2 \cdot G_1 c_{p1}} \right) \cdot \left(\frac{1}{c_{p1}^2} \right).$$

Для t_2'' аналогично

t_1' – для определения меньшей температуры теплоносителя итерирующая функция будет иметь вид:

$$c_p = 2 \cdot \left(\bar{t}_1 - t_1'' - \frac{Q}{2 \cdot G_1 c_{p1}} \right) \cdot \left(\frac{1}{c_{p1}^2} \right).$$

При изменении фазового состояния теплоносителей расчёт делится на зоны и значения среднеарифметической температуры для первой зоны будут иметь вид:

Для нагреваемого теплоносителя:

$$\bar{t}_1 = 0,5(t_1' + t_{1s}).$$

Для греющего теплоносителя

$$\bar{t}_2 = 0,5(t_2' + t_{2s}).$$

Уравнение теплового баланса для греющего теплоносителя будет иметь вид:

$$Q = D c_p (t_2' - t_s) + Dr = D (h_2' - h_2'').$$

Посредством библиотеки sqlite3 была создана база данных, содержащая в себе информацию об некоторых кожухотрубчатых и пластинчатых теплообменниках.

Подбор теплообменников происходит посредством поиска соответствующих показателей.

Расчётный расход греющего теплоносителя: 7,41	
Параметры нагреваемого теплоносителя: Вода → Вода	Параметры греющего теплоносителя: Пар → Вода
Средняя температура (t _{вх} - t _{вых}): 54,0 °C	Средняя температура (t _{вх} - t _с): 170,57 °C
Тепловая нагрузка: 16022,71 кВт	Тепловая нагрузка: 16022,71 кВт
Теплоёмкости: 4,183 кДж/кг	Теплоёмкости: 2,601 кДж/кг
Плотность: 986,136 кг/м ³	Плотность: 4,177 кг/м ³
Коэффициент кинематической вязкости: 5,189·10 ⁻⁶ - 7 м ² /с	Коэффициент кинематической вязкости: 35,109·10 ⁻⁶ - 7 м ² /с
Коэффициент теплопроводности: 0,645 м ² /с	Коэффициент теплопроводности: 0,033 м ² /с
Число Прандтля: 3,319 [—]	Число Прандтля: 1,145 [—]
	Теплота парообразования: 2046,869 кДж/кг
Выбранный теплообменный аппарат: Тип: кожухотрубчатый Внутренний диаметр кожуха: 700 мм Диаметр труб: 38x2 Длина труб: 6м Поверхность теплообмена: 137,3 м ² Площадь проходного сечения в трубном пространстве: 0,15 м ² Площадь проходного сечения в межтрубном пространстве: 0,12 м ²	

Рисунок 1. – Графический интерфейс программы вывода расчётных данных, удовлетворяющих всем условиям.

Для расчёта теплообменника и последующего определения теплофизических свойств теплоносителей, требуется ввести исходные данные для теплоносителей коими являются:

- 1) фазовое состояние теплоносителя на входе в теплообменник;

- 2) давление теплоносителя на входе в теплообменник, МПа;
- 3) температура теплоносителя на входе в теплообменник, °С;
- 4) фазовое состояние теплоносителя на выходе из теплообменника;
- 5) давление теплоносителя на выходе из теплообменника, МПа;
- 6) температура теплоносителя на выходе из теплообменника °С;
- 7) массовый расход теплоносителя, кг/с или кг/ч.

Исполнение введения исходных данных, проверкой их корректности и вывода расчёта, представлено на рисунке 1.

Стоит отметить, что если не вводить данные в поле ввода «Давление», то значение давления будет автоматически принято, как давление насыщения. Для воды будет принято значение при степени сухости $x=0$, а для пара $x=1$.

Программа учитывает, что пользователь может ввести исходные данные, которые будут не удовлетворять условию теплового баланса. Если тепловой баланс не будет сходиться, то программа попросит стереть значения с одного из полей ввода «Температура на входе», «Температура на выходе» или «Массовый расход» для обоих теплоносителей.

Так же возможно, что пользователь введёт такое значение температур, которое может не удовлетворять второму закону термодинамики – отдачи тепла, для нагреваемого теплоносителя и принятию тепла, для греющего теплоносителя. То есть, температура нагреваемого теплоносителя на входе в теплообменник не может быть больше температуры теплоносителя на выходе из теплообменника. Для греющего теплоносителя – температура на входе в теплообменник не может быть ниже температуры теплоносителя на выходе из теплообменника.

При вводе корректных значений, происходит расчёт и подбор теплообменника.

Использование автоматизированных систем выбора теплообменного оборудования на производственных и промышленных предприятиях обеспечивает значительные преимущества в области эффективности, точности и экономии. Это не только улучшает качество работы, но и способствует более эффективному управлению ресурсами предприятия.

Литература

1. The IAPWS Formulation 1995 for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use. - 2001
2. Кабанова И.А. Тепломассообмен. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Тепломассообмен» / Кабанова И.А. – Смоленск: РИО филиала ГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске, 2017 – 136 с.
3. ГОСТ 15518—87. Аппараты теплообменные пластинчатые. Типы, параметры и основные размеры. М.: ИПК Издательство стандартов, 1999. 30 с.
4. ГОСТ 31842-2012. Нефтяная и газовая промышленность. Кожухотрубчатые теплообменники. М.: ВНИИНМАШ, 2014. 35 с.

О РАСЧЕТЕ ПАРАМЕТРОВ СВЕТОПРОПУСКАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ УДЕЛЬНОЙ ОТОПИТЕЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗДАНИЙ

Известно, что доля площади различных светопропускающих проемов в общей площади наружной поверхности зданий достаточно велика, кроме того, она имеет тенденцию к увеличению в связи с ростом требований к эстетическим характеристикам зданий. Также увеличение площади окон позволяет снизить расходы электрической энергии на нужды освещения и повысить уровень комфорта в помещении в целом.

Однако, достоверно известно, что значения коэффициента термического сопротивления оконных блоков значительно уступает аналогичного параметру непрозрачных конструкций: стен, перекрытий, потолков. Значение коэффициента сопротивления теплопередаче для оконных блоков, например, не превышает $1 \text{ м}^2\text{К/Вт}$ для широко распространённых моделей, а обычно значительно ниже: $0,5..0,7 \text{ м}^2\text{К/Вт}$. В то время как значения теплосопротивлений для стен, возводимых по актуальным нормам в центральной полосе России находится на уровне порядка $3 \text{ м}^2\text{К/Вт}$, для горизонтальных же ограждающих конструкций это значение ещё больше и находится на уровне $4 \text{ м}^2\text{К/Вт}$ и более, что в несколько раз превышает показатель для оконных блоков, что приводит к тому, что несмотря на значительно меньшую площадь светопрозрачных конструкций на фасаде здания, теплопотери через них имеют наибольшее значение в тепловом балансе здания [1].

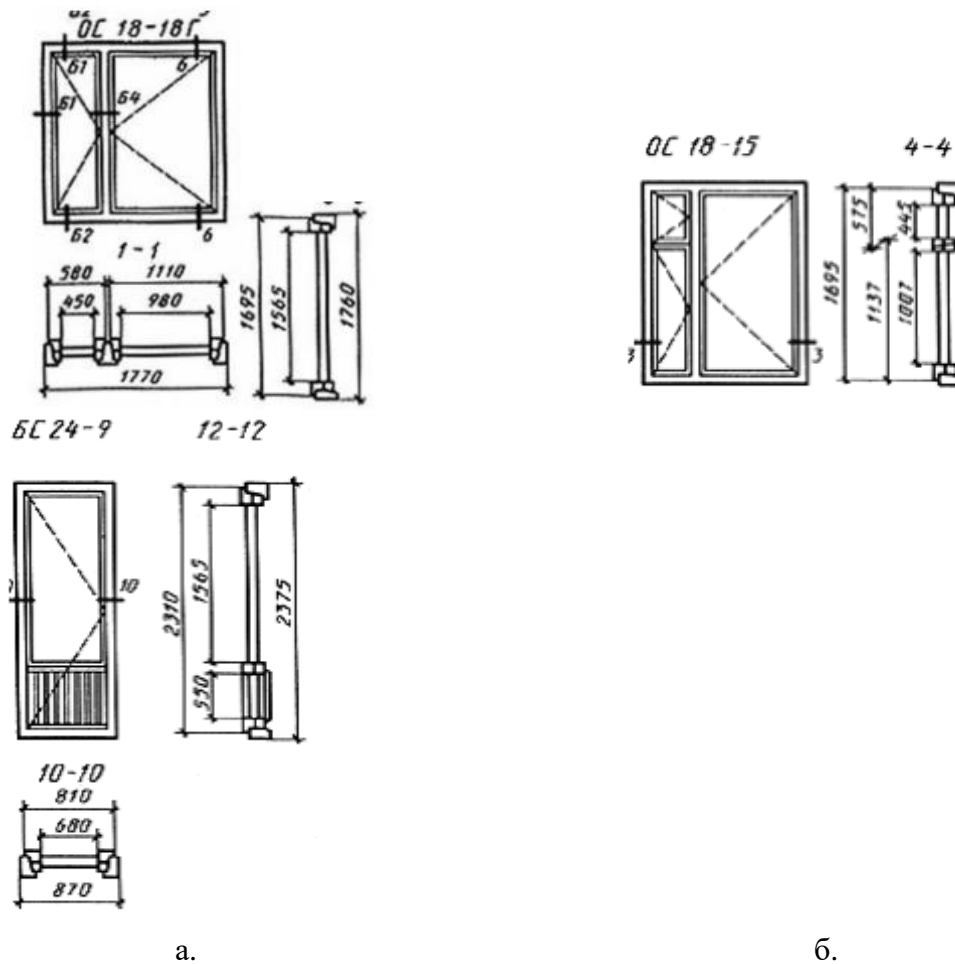
Помимо теплопотерь через светопрозрачные конструкции имеются и теплопритоки – поступление теплоты от солнечной радиации, которые могут достигать значительных значений и должны быть учтены в тепловом балансе здания при определении удельной отопительной характеристики здания. Так, для отдельно взятого фасада здания значения тепловых потерь в годовом выражении представлены в таблице 1 (расчеты выполнены для климатических и географических условий г. Смоленска) [2].

Таблица 1. Теплопотери фасада при различных ориентациях по сторонам света

Ориентация фасада	Теплопотери фасада за отопительный период, $\frac{\text{МДж}}{\text{год}}$	Относительное изменение теплопотерь фасада за отопительные периоды, %
Южная	20511,9	32,82
Западная	62622,1	99,81
Восточная	62505,8	100
Северная	85669,3	137,06

Разница в значениях теплопотерь фасада здания, представленная в таблице 1, при различной ориентации по сторонам света обуславливается изменением величины поступлений теплоты с солнечной радиацией.

При расчете теплопоступлений от солнечной радиации использовалась конструкции оконных проемов и балконных дверей, представленные на рисунке 1[3].



а.

б.

Рисунок 1. Расчетная схема светопрозрачных конструкций (а – оконный блок, совмещенный с балконной дверью, б – отдельный оконный блок)

Конструкция А включает 2 ячейки площадью 450x1565 мм и 980x1565 мм, соответственно площадь пакета же 1770x1760мм. Толщина переплета 26 мм. Пакет 4М1-16-4М1, g=0,76[4].

Конструкция Б включает 4 ячейки площадью 445x300, 1007x300, 1565x830, 1565x680, площадь окна и балконной двери 1695x1470 и 2375x870. Стеклопакет тот же[4].

Для данных конструкций был выполнен расчет поступлений от солнечной радиации и получено следующее значение:

$$k_{\text{рад}} = \frac{11,6 * Q_{\text{рад}}^{\text{ОП}}}{V_{\text{от}} * \text{ГСОП}} = \frac{11,6 * 143258,172}{7125 * 4554} = 0,051 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

где $Q_{\text{рад}}^{\text{ОП}}$ - теплопоступления через окна и фонари от солнечной радиации в течение отопительного периода, МДж/год, для четырех фасадов зданий, ориентированных по четырем направлениям, определяемые по формуле:

$$Q_{\text{рад}}^{\text{ОП}} = \sum_j^J [I_j^{\text{БЕР}} * \sum_{l=1}^L g_{jl} * \tau_{2jl} * A_{ji}] + I^{\text{ГОП}} \sum_{y=1}^Y g_{\text{фон}} \tau_{\text{фон}} A_{\text{фон}} =$$

$$\begin{aligned}
& 2867,11 * (0,76 * 0,71 * 10,028 + 0,76 * 0,599 * 65,182) + \\
& + 1480,67 * (0,76 * 0,71 * 1,65 + 0,76 * 0,599 * 10,89) + \\
& + 1484,5 * (0,76 * 0,71 * 1,65 + 0,76 * 0,599 * 10,89) + \\
& + 721,88 * (0,76 * 0,71 * 10,028 + 0,76 * 0,599 * 65,182) = \\
& = 143258,172 \text{ МДж/год}
\end{aligned}$$

Полученная разница в теплотерях фасада здания в зависимости от ориентации по сторонам света указывает на возможность снижения мощности системы отопления зданий при условии рационального использования теплопоступлений от солнечной радиации, что предъявляет повышенные требования к системе автоматизированного управления отоплением здания.

Литература

1. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий
2. СП 131.13330.2020 СНиП 23-01-99* Строительная климатология
3. СП 426.1325800.2020 Конструкции ограждающие светопрозрачные зданий и сооружений. Правила проектирования
4. ГОСТ 26602.4-2012 Блоки оконные и дверные. Метод определения общего коэффициента пропускания света
5. Методическое пособие. Расчеты теплопоступлений в здание от проникающей солнечной радиации за отопительный период. – Москва 2017 г.

*В.А. Галковский, доцент, к.т.н., Е.Г. Новикова студ.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПРОБЛЕМАТИКА ПРИМЕНЕНИЯ НЕКАЧЕСТВЕННОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ

Чаще всего в современных системах отопления в качестве теплоносителя используется вода. Однако, вода, поступающая из водопровода, не всегда отвечает требованиям качества, способствующим эффективной и бесперебойной работе систем отопления. Теплоноситель содержит различные примеси, которые в процессе эксплуатации могут привести к снижению эффективности работы, сокращению срока службы оборудования и увеличению затрат на эксплуатацию. Таким образом, качество теплоносителя оказывает большое влияние на работоспособность системы и требует тщательной водоподготовки для повышения эффективности [2].

Основными проблемами, вызываемым некачественным теплоносителем являются:

Накипь. Присутствующие в воде соли жесткости (Ca, Mg) способствуют образованию накипи на внутренних поверхностях котлового оборудования, трубопроводов и радиаторов. А это ведет к негативным последствиям

- Слой накипи препятствует эффективной теплопередаче;
- Котел начинает работать с увеличением мощности для компенсации снижения передачи тепла, расходуя больше топлива, что приводит к увеличению энергозатрат. Также повышается нагрузка на котел, в следствие чего уменьшается срок службы;

- В местах образования накипи повышается температура труб и оборудования, что может привести к перегреву и деформации;

- Накипь способствует ухудшению циркуляции теплоносителя в системе, снижению давления и возникновению повышенного шума.

Коррозия. Растворенные агрессивные компоненты, присутствующие в воде, такие как углекислый газ, кислород и др. способствуют коррозии элементов системы.

- Коррозия приводит к снижению прочности оборудования, вызывая протечки и возрастание риска аварий.

Механические примеси. Твердые частицы, такие как песок, ржавчина и т.д.

- Создает засорение труб и оборудования. А это вызывает снижение циркуляции, и увеличение гидравлического сопротивления в системе, что приводит к увеличению нагрузки на насосное оборудование.

Чтобы избежать вышеперечисленных проблем, необходимо проводить предварительную подготовку теплоносителя. Существует несколько видов водоподготовки, подбираемых в зависимости от качества исходной воды, характеристик котлового оборудования, типа систем отопления и требований к качеству теплоносителя. К ним относятся:

1. Умягчение солей жесткости в ионообменных фильтрах.

Установка представляет собой ручную или автоматическую систему, способную убрать из воды излишки вредных солей кальция и магния. Этот процесс осуществляется за счет ионообменной смолы, которая засыпается в корпус фильтра. Вода поступает в фильтрационную колонну, соли жесткости задерживаются ионообменными смолами и заменяются безопасными соединениями натрия. Для удаления накопленных загрязнений и восстановления свойств смолы используют обратную промывку насыщенным раствором поваренной соли, которая засыпается в специальный бак. Для промывки обычно используют таблетированную соль. После фильтрации жесткость воды снижается, что значительно замедляет или полностью блокирует процесс образования накипи. Достоинствами таких установок является простота в эксплуатации, нетребовательность в обслуживании и улучшение качества воды [1].

2. Обезжелезивание в ионообменных фильтрах.

Для осуществления процесса фильтрации используется автоматическая установка обезжелезивания и деманганации, включающая в себя колонны, заполненные зернистым фильтрационным материалом. В случае, когда железо в воде находится в нерастворенной форме, фильтрующие материалы поглощают железо из воды. Если железо находится в растворенной форме, то необходима установка аэрационной установки, в которой железо окисляется до нерастворимой формы. Процесс деманганации (удаление марганца) аналогичен процессу обезжелезивания [1].

3.

Механическая очистка.

Представляет собой препятствие, отсеивающее все крупные частицы. Не действует на растворенные вещества, но тем не менее фильтр должен стоять в

начале любой системы водоподготовки, снижая нагрузку и предотвращая механические повреждения.

4.

Дозация химических реагентов.

Дозирование реагента для очистки воды в котельной – важный этап водоподготовки, обеспечивающий эффективное предотвращение коррозии, накипи и других негативных явлений в системах отопления. Используется специальное дозирующее оборудование (насосы дозаторы), которое автоматически регулирует подачу реагента в систему в зависимости от качества воды. В качестве дозирующих реагентов используются: ингибиторы коррозии, диспергаторы, стабилизаторы pH, биоциды и др. вещества. Один из вариантов системы водоподготовки водогрейной котельной приведен на рис.1 [3].

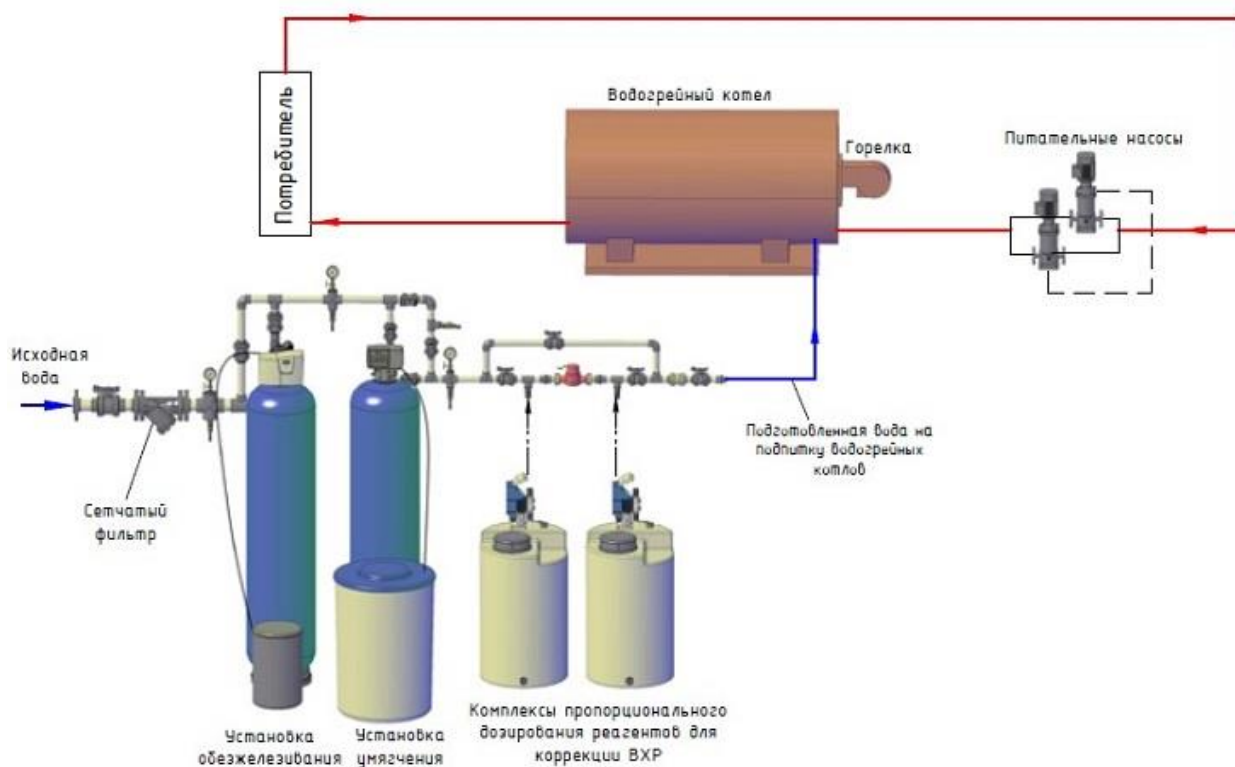


Рис. 1 – Система водоподготовки водогрейной котельной

Подготовка теплоносителя – неотъемлемая часть эффективной и безопасной работы систем отопления. Регулярное обслуживание и проверка системы являются основополагающими для поддержания ее долговечной и бесперебойной работы.

Литература:

1. Водоподготовка: Справочник. /Под ред. д.т.н., действительного члена Академии промышленной экологии С.Е. Беликова. М.: Аква-Терм, 2007. – 240 с.
2. Смородин С.Н., Иванов А.Н., Белоусов В.Н. Котельные установки и парогенераторы: учеб.пособие. 2-е изд-е, испр./ ВШТЭ СПбГУПТД. - СПб., 2018 185 с.
3. Фрог Б.Н., Первов А.Г. Водоподготовка. Учеб. для вузов: – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2014. – 512 с.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В ТЕПЛО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

«Человечество потребляет из окружающей среды для своей жизнедеятельности разнообразные ресурсы. В этот процесс вовлечены как органические, так и неорганические вещества. Некоторые виды отходов вовлекаются в природные циклы и соответственно не оказывают значимого негативного влияния на окружающую среду, вместе с тем значительная их часть не вовлечена в природный круговорот.

Одним из основных по массе загрязнителей атмосферы является углекислый газ. В XX в. наблюдается рост концентрации CO₂ в атмосфере, доля которого с начала века увеличилась почти на 25 %, а за последние 10 лет - на 13 %. Выброс CO₂ в окружающую среду неразрывно связан с потреблением и производством энергии.» [1]

Вопрос изменения климата стоит достаточно остро, поэтому в прошлом веке наши соотечественники начали разработку установок, не имеющих аналогов в мире. Эти установки помогут экономически выгодно утилизировать выбросы и сохранять энергоресурсы. Что в свою очередь позволит выйти обществу на новый экологический уровень.

Впервые процесс получения твердого диоксида углерода путем замораживания отработавших газов (ПСТ) в регенеративном низкотемпературном газовом холодильнике (ГХМ) был описан И.С. Бадилькесом, и в 1940 году ему было выдано авторское свидетельство на этот способ.

На рисунке 1 показана принципиальная схема образования твердого CO₂ из ПСТ.

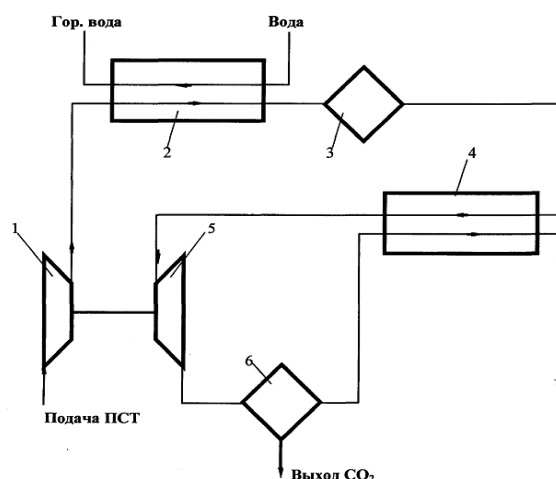


Рисунок 1 Принципиальная схема получения твердого CO₂ из ПСТ.

1 - компрессор; 2 - теплообменник; 3 – отделитель влаги; 4 - регенератор; 5 - турбодетандер; 6 – сепаратор.

«С 1968 года в Ленинградском технологическом институте холодильной промышленности (ЛТИХП) проводились исследования по созданию комбинированных теплохладоэнергетических агрегатов (ТХЭА).» [2]

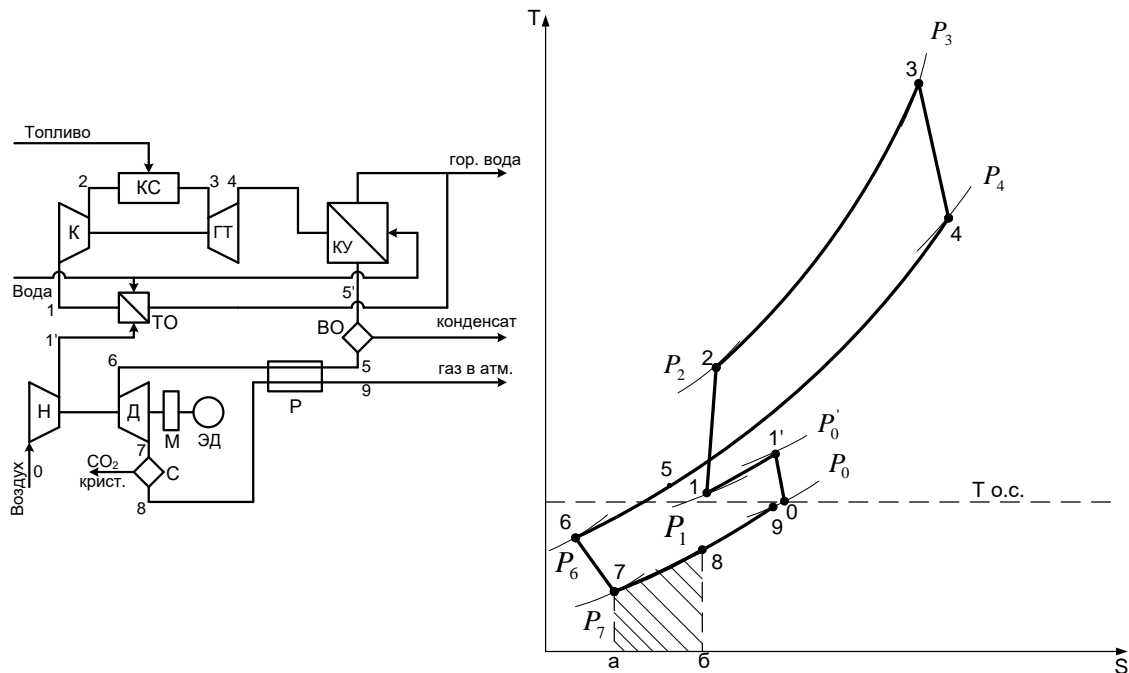


Рисунок 2 Схема ТХЭА с нагнетателем и котлом утилизатором и цикл работы в Т, S-диаграмме по газовой стороне.

- | | |
|---|---|
| Г – газотурбогенератор; | ЭД – электродвигатель |
| ЭД – электродвигатель | 0-1' – сжатие в нагнетателе Н; |
| К – компрессор; | 1'-1 – охлаждение в теплообменнике ТО; |
| КС – камера сгорания; | 1-2 – сжатие в компрессоре К; |
| ГТ – газовая турбина; | 2-3 – подогрев в камере сгорания КС; |
| II – часть для утилизации тепла; | 3-4 – расширение в газовой турбине ГТ; |
| ТО – теплообменник; | 4-5 – охлаждение в котле-утилизаторе КУ |
| КУ – котел-утилизатор; | 5-6 – охлаждение в блоке регенераторов Р; |
| ВО – отделитель влаги; | 6-7 – расширение в детандере Д; |
| III – турбохолодильная часть; | 7-8 – подвод тепла кристаллизации CO ₂ ; |
| Р – блок регенераторов; | 8-9 – подогрев в блоке регенераторов Р. |
| Н – нагнетатель; | |
| Д – детандер; | |
| С – сепаратор кристаллической CO ₂ ; | |
| М – мультипликатор; | |

Экономия у.т. (условного топлива) может быть рассчитана по следующим формулам:

а) с выработкой тепла и холода

$$\Delta B_T = \frac{\frac{Q_\Sigma}{Q_{у.т.} \cdot \eta_{к.а.}} + \frac{Q_0 \cdot b_3}{k_e \cdot \eta_{э.п.}} - \frac{Q_{н.р.} \cdot B_T}{Q_{у.т.}}}{\frac{Q_\Sigma}{Q_{у.т.} \cdot \eta_{к.а.}} + \frac{Q_0 \cdot b_3}{k_e \cdot \eta_{э.п.}}} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

б) с выработкой тепла и кристаллической двуокиси углерода

$$\Delta B_T = \frac{\frac{Q_{\Sigma}}{Q_{y.t.} \cdot \eta_{k.a.}} + G_{CO_2} \cdot b_{y.t.}^{CO_2} - \frac{Q_{н.р.} \cdot B_T}{Q_{y.t.}}}{\frac{Q_{\Sigma}}{Q_{y.t.} \cdot \eta_{k.a.}} + G_{CO_2} \cdot b_{y.t.}^{CO_2}} \cdot 100\% \quad (1.2)$$

где G_{CO_2} – производительность по кристаллической CO_2 , кг/с; $b_{y.t.}^{CO_2}$ – удельный расход условного топлива в сухоледной установке; B_T – расход физического топлива; $Q_{y.t.}$ – теплотворная способность условного топлива; $Q_{н.р.}$ – низшая теплотворная способность топлива газотурбогенератора (ТС-1); K_e – коэффициент, определяющий количество холода, полученное при единичной затрате электроэнергии в компрессионной холодильной установке; b_o – нормативный коэффициент расхода условного топлива на выработку электроэнергии на КЭС; $\eta_{э.п.}$ – КПД линии электропередач (0,9-0,95); $\eta_{к.а.}$ – КПД котельного агрегата (0,85-0,9); $Q_{н.р.}$ – холодопроизводительность; Q – суммарная теплопроизводительность.

Задача для данного исследования стояла так: «Оценить возможную относительную экономию у.т. при совместном производстве холода и тепла, а также оценить относительную экономию у.т. при производстве твердого диоксида углерода совместно с холодом.» В ходе изучения данного вопроса, была рассмотрена проблема влияния температуры перед детандером на работоспособность установки.

Были просчитаны следующие параметры: температура продуктов сгорания перед детандером (T_6); холодопроизводительность (Q_0); суммарная производительность тепла (Q_{Σ}); производительность установки по горячей воде ($G_{ГВ}$); производительность установки по твердой углекислоте (G_{CO_2}); относительная экономия условного топлива при комплексной выработке холода и тепла ($\Delta B_{T_{хт}}$); относительная экономия условного топлива при комплексной выработке кристаллической двуокиси углерода и холода ($\Delta B_{T_{ху}}$). Их значения наглядно показаны в таблице 1.

Таблица 1 Значения температуры на входе в детандером, и ее влияние на работоспособность ТХЭА.

T_6, K	$Q_0, кВт$	$Q_{\Sigma}, кВт$	$G_{ГВ}, кг/с$	$G_{CO_2}, кг/с$	$\Delta B_{T_{хт}}, \%$	$\Delta B_{T_{ху}}, \%$
145	36,26	1151,46	4,23	0,077	14,55	60,49
157	41,2	1155,47	4,24	0,06	17,87	54,35
167	45,49	1158,93	4,25	0,043	20,59	45,95
175	49,06	1161,857	4,26	0,029	22,75	35,59
180	51,3	1163,57	4,27	0,019	24,04	26,23

Проанализировав вышеизложенные значения, можно сделать вывод, что когда идет уменьшение температуры, это неизбежно влечет рост экономичности рассматриваемой установки, которая рассматривается для производства твердого CO_2 и холода, но, если ее рассматривать для выработки холода, а также тепло, то экономичность значительно падает.

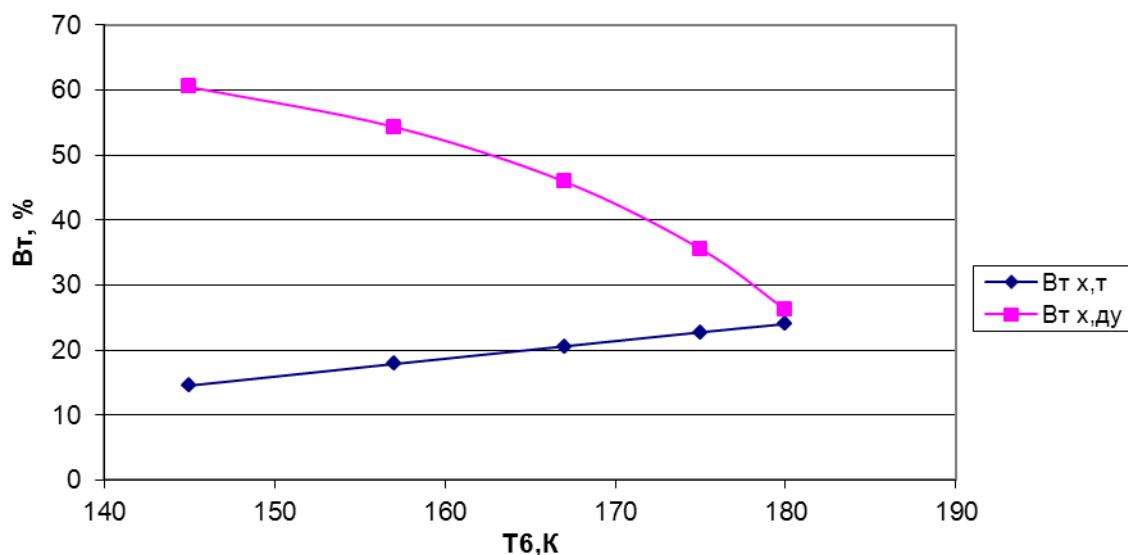


Рисунок 3 Зависимость экономии топлива от температуры газов перед детандером.

Максимальная эффективность установки может быть достигнута при снижении температуры продуктов сгорания до низких (-70°C) и умеренно низких (-10°C) температур. Основное увеличение эффективности происходит в тепловой части установки за счет использования полного температурного напора потока уходящих газов и теплоты конденсации водяных паров. При комбинированном получении как тепла, электрической энергии, так и холода, при достаточно низких температурах, с замораживанием CO_2 , существенно уменьшается мощность в электрическом эквиваленте, а это, незамедлительно, опускает показатели эксергетического коэффициента полезного действия всей установки.

Вместе с тем в ТХЭА обеспечивается комплексное энерготехнологическое использование топлива, позволяющее получить значительный экономический эффект, при этом суммарные затраты топлива по сравнению с замещаемым раздельным производством отпускаемой продукции могут быть снижены на 20-50 %. Такая эффективность объясняется отсутствием потерь тепла с уходящими газами, полезным использованием теплоты конденсации водяных паров и отсутствием потребности в водяном паре для десорбции раствора-поглотителя CO_2 .

Литература

1. А.с. 914903 СССР, МКИ F25 B29/00, F25 B11/00, F01 K25/10. Энергетическая установка для производства тепла и твердой двуокиси углерода / В.И. Гриценко, А.А. Телвеной, Ю.Д. Терентьев. - № 2981074/23-06; заявл. 14.08.80; опубл. 23.03.82, Бюл. № 11.
2. А.с. 966452 СССР, МКИ F25 B29/00; F25 B11/00. Установка для совместного производства тепла и углекислоты / В.И. Гриценко, Ю.Н. Панин, А.А. Телвеной, Ю.Д. Терентьев; заявитель Омск. политехн. ин-т. - № 3284232/23-06; заявл. 29.04.81; опубл. 15.10.82, Бюл. № 38.
3. А.с. 973884 СССР, МКИ F25 B29/00, F01 K25/10. Способ сжигания топлива в камере сгорания хладоэнергетической установки / В.И. Гриценко, А.В. Приходченко, Ю.Н. Панин. - № 3286992/24-06; заявл. 13.05.81; опубл. 15.11.82, Бюл. № 42.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕРЫВИСТОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ

В холодный период года для обеспечения требуемых параметров микроклимата в помещениях зданий различных назначений необходимо предусматривать работу системы отопления. Данная инженерная система является энергозатратной, поэтому необходимо предусматривать мероприятия по снижению энергопотребления, что обеспечит эффективную работу данной системы.

Одним из наиболее распространенных энергосберегающих решений в системах отопления является применение прерывистого режима работы данной системы. Суть данного режима работы – чередование периодов активной работы системы отопления и периодов «простоя», когда отопительные приборы находятся в режиме ожидания или работают на минимальную мощность. Прерывистый режим работы системы отопления применим в двух основных случаях:

1. В период, когда в помещении устанавливается заданный температурный режим и дальнейшая работа системы отопления приводит к превышению нормативных значений температур внутреннего воздуха в помещениях с постоянным пребыванием людей.

2. В период, когда в помещениях длительное время не присутствуют люди, например, в ночное время. В этом случае температура внутреннего воздуха может быть понижена до минимально допустимых значений, определяемых по типу здания согласно [3]. Минимально допустимая температура воздуха в административных зданиях составляет $t_{вн}^{min} = 12 \text{ }^\circ\text{C}$. Перед началом рабочей смены в течение времени $\Delta\tau$ система работает в режиме натопа [2].

В общем случае возможность применения прерывистого отопления связана с теплоаккумулирующей способностью здания, а именно как долго ограждающие конструкции здания здание могут сдерживать тепло. Для этого применяются материалы с малым коэффициентом теплопроводности, называемые теплоизоляционными. Тепловая изоляция изготавливается из различных материалов: пенополистирол, минеральная вата, каменная вата, пенополиуретан и т.д.

В качестве примера принимаем офисное помещение административного здания. Офисное помещение расположено на 5 из 7 этажей, поэтому учитываем тепловые потери через наружные стены и оконные проемы, считая разницу между смежными помещениями меньше $3 \text{ }^\circ\text{C}$. Считаем потери тепла на инфильтрацию нулевыми, так как установлены двухкамерные пластиковые окна. Наружные стены выполнены в виде системы вентилируемого фасада, представленного на рисунке 1.

В общем случае потери тепла через наружные стены определяются по формуле:

$$Q_{огр} = k \cdot A \cdot (t_{в} - t_{н}) \cdot n \cdot (1 + \Sigma\beta), \quad (1)$$

где k – коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции, Вт/(м²·°С);

A – площадь ограждающей конструкции, м²;

$t_{в}$ – расчетная температура внутреннего воздуха в помещении, °С;

$t_{н}$ – расчетная температура наружного воздуха в холодный период год, °С;

n – коэффициент, учитывающий зависимость положения наружной поверхности ограждающей конструкции;

$\Sigma\beta$ – сумма добавочных теплопотерь ограждения.

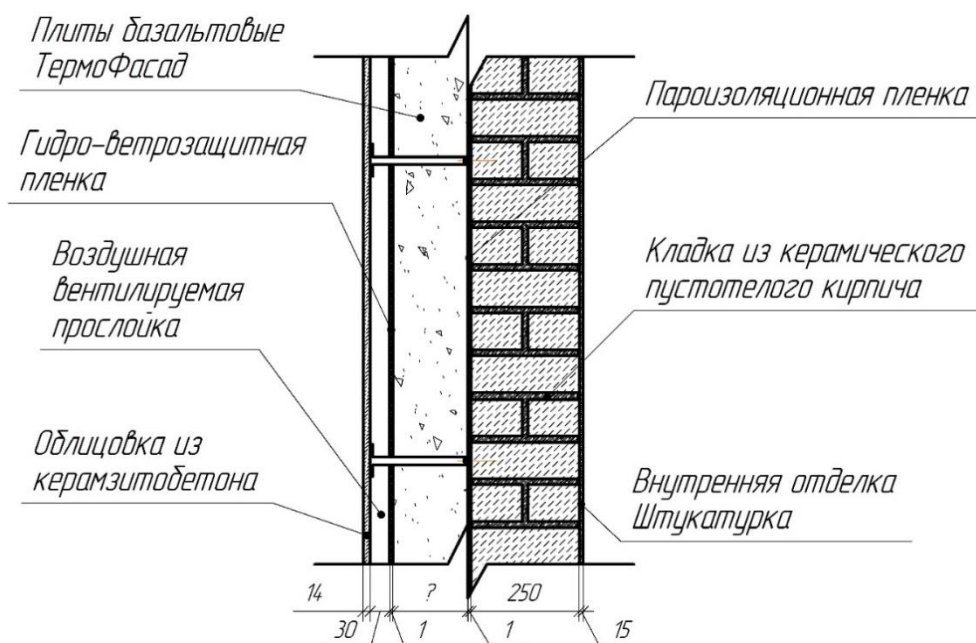


Рисунок 1 – Конструкция наружной стены

Общие теплопоступления в помещение в холодный период года определяются по формуле:

$$\Sigma Q_{тп} = Q_{л} + Q_{осв} + Q_{э}, \quad (2)$$

где $Q_{л}$ – теплопоступление от людей, находящихся в помещении, принимаем 6 человек, Вт;

$Q_{осв}$ – теплопоступление от искусственного освещения, Вт;

$Q_{э}$ – теплопоступления от электропотребляющего оборудования, Вт.

Согласно формуле (2), суммарные теплопоступления для офисного помещения составляют $\Sigma Q_{тп} = 1415$ Вт с учетом полной заполняемости помещения работниками, максимальной освещенности и работе всего тепловыделяющего оборудования.

Избытки (недостатки) тепла определяются по формуле:

$$Q_o = Q_{огр} - \Sigma Q_{тп}, \text{ Вт} \quad (3)$$

На основании формул (1-3) был проведен расчет и полученные данные сведены в таблицу 1, по полученным данным построен график зависимости нагрузки на систему отопления от толщины теплоизоляции, представленный на рисунке 2.

Таблица 1 – Расчет отопительной нагрузки от толщины теплоизоляционного слоя

Толщина δ , мм	R_0^{np} , (м ² · °С)/Вт	k , Вт/(м ² · °С)	$Q_{огр}$, Вт	$\Sigma Q_{тп}$ в рабочее время, Вт	Q_o в рабочее время, Вт	Q_o в нерабочее время, Вт
50	2,090	0,479	1900	1415	485	1900
80	2,840	0,352	1646		231	1646
100	3,340	0,299	1541		126	1541
130	4,090	0,245	1431		16	1431
150	4,590	0,218	1377		-38	1377
180	5,340	0,187	1316		-99	1316

Знак «—» говорит о том, что в расчетном режиме тепlopоступления в помещение компенсируют тепловые потери через ограждающие конструкции и имеют место избыточные тепловыделения, которые необходимо компенсировать работой системы вентиляции, что нежелательно в виду больших энергозатрат.

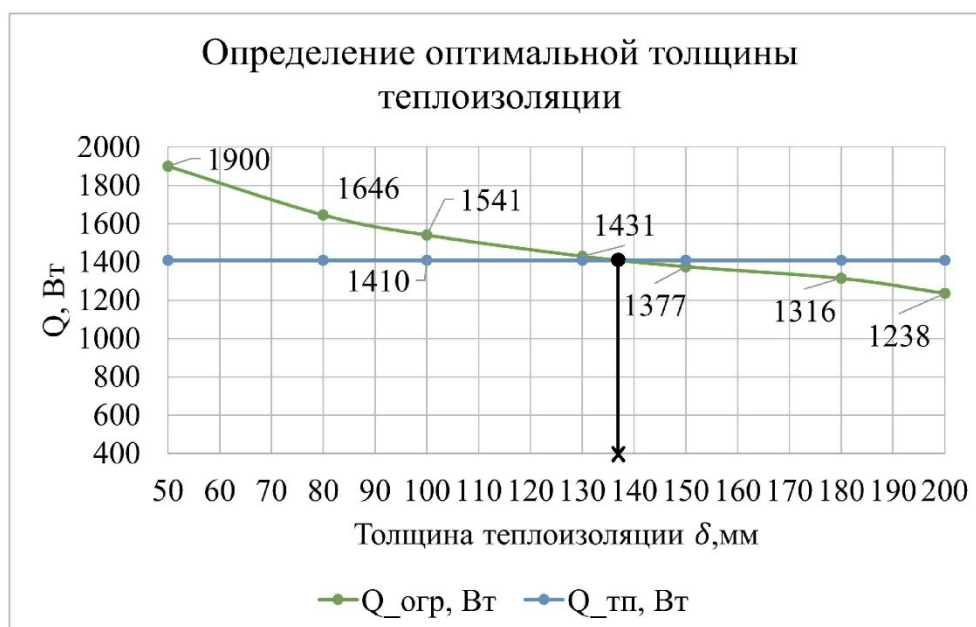


Рисунок 2 – Зависимость тепловых потерь и тепlopоступлений от толщины изоляции

Таким образом, проанализировав таблицу 1 и рисунок 2 можно сделать вывод, что оптимальной является толщина теплоизоляционного слоя равная $\delta = 130$ мм, так как в этом случае система отопления работает в режиме минимальной нагрузки $Q_o = 16$ Вт, при этом будут отсутствовать избыточные тепловыделения, которые необходимо было бы компенсировать во избежание повышения внутренней температуры воздуха над нормативным значением. Также немаловажным является факт экономической рациональности, по которому

следует, что оптимальным является применение технически минимально возможной толщины изоляционного материала.

Определим, до какой температуры охладиться воздух в помещении за нерабочее время.

Время остывания здания определяется по формуле:

$$\tau = \beta \cdot \ln \frac{t_{\text{вн1}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{вн2}} - t_{\text{н}}}, \text{ час} \quad (4)$$

где β – коэффициент аккумуляции тепла здания, с;

$t_{\text{вн1}}, t_{\text{вн2}}$ – начальная и конечная температура воздуха соответственно, °С;

$t_{\text{н}}$ – температура среды, °С.

Скорость остывания здания определяется по формуле:

$$v = \frac{t_1 - t_2}{\tau_{\text{остывания}}}, \text{ °С/час} \quad (5)$$

в течение рабочих суток не опускается ниже минимально допустимой температуры. По справочным данным [1] определим коэффициент аккумуляции тепла здания по теплотехническим характеристикам $\beta = 100$ часов. Расчет выполним в программе Excel по формулам (4-5). Таким образом, для помещений с температурой внутреннего воздуха $t_{\text{вн1}} = 20$ °С скорость остывания составляет $\tau = 20,6$ ч. Общая скорость остывания составляет $v = 0,4$ °С/час.

Предположим, что рабочий график с 8:00 до 18:00. Тогда график изменения температуры внутреннего воздуха в течение рабочих суток показан на рисунке 3. График характеризуется прямой постоянных температур внутреннего воздуха в рабочее время с 8:00 до 18:00, а также временем натопа перед началом рабочей сменой с 6:00 до 7:00. Температура внутреннего воздуха

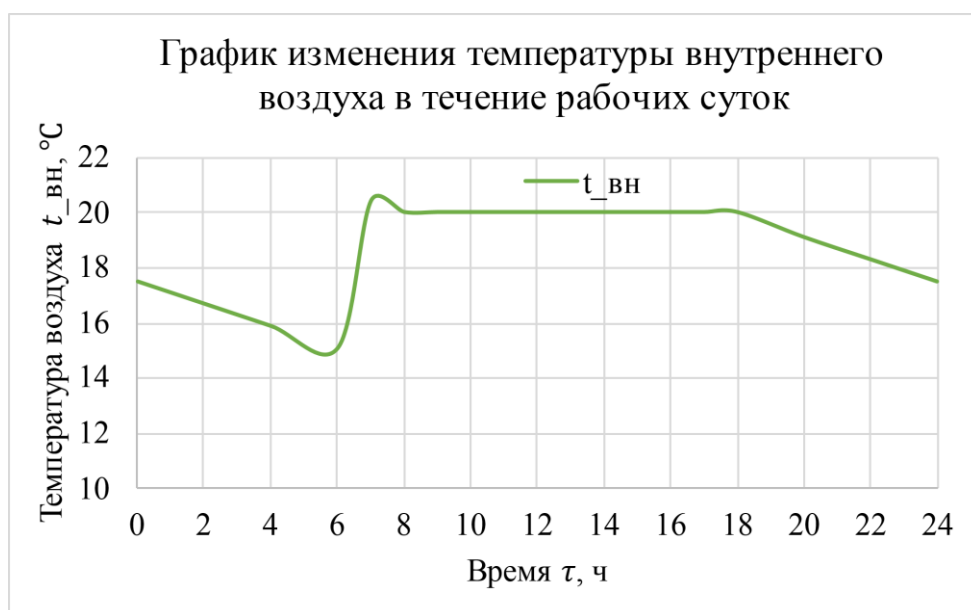


Рисунок 3 – График изменения температуры внутреннего воздуха в течение рабочих суток

Таким образом, при применении прерывистого режима работы системы отопления в течение рабочих суток удастся значительно снизить потребление

энергии. За счет снижения мощности системы отопления в рабочее время удастся сэкономить $1431 - 16 = 1415$ Вт, что соответствует 1217 ккал/ч или 12 170 ккал за 10-часовую рабочую смену. В нерабочее время за счет отключения системы отопления удастся сэкономить 1431 Вт, что соответствует 1230 ккал/ч или 14 760 ккал за 12 часов. Суммарная экономия энергии за рабочие сутки составляет 26 930 ккал. С учетом цены 1 Гкал тепловой энергии в Смоленске на 2024 год экономия тепла в денежном эквиваленте составит 60,5 руб./сут. или 12 532 руб. за отопительный период, соответствующий 207 суткам.

Литература

1. Богословский В.Н. Отопление : учеб. для вузов / В.Н. Богословский, А.Н. Сканави. – М.: Стройизда, 1991. – 735 с.: ил. – ISBN 5-274-01527-1.
2. Богуславский Л.Д. Снижение расхода энергии при работе систем отопления и вентиляции. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1985. – 336с.: ил.
3. СП 60.13330.2020. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха : свод правил : дата введения 2021-07-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573697256> (дата обращения: 22.09.2024).

*И.А. Кабанова, к.т.н., доц.; К.П. Аскаленок, студ., А.В. Сенина, студ.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА РЕЦИРКУЛЯЦИИ НА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ В СУШИЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

В современном мире, где вопросы энергоэффективности стоят особенно остро, оптимизация работы сушильной установки становится важной задачей для многих отраслей. Одним из ключевых элементов этой оптимизации является рециркуляция сушильного агента – технология, позволяющая значительно сократить потребление энергии.

В данной работе стоит задача рассмотреть различные варианты применения рециркуляции в сушильных установках, оценить значение предельного коэффициента рециркуляции в зависимости от различий температуры после сушильной камеры и температуры кипения удаляемой воды.

Понятие «рециркуляция» означает повторное использование отработанного агента в процессе сушки.

Основное преимущество рециркуляции – снижение потребления энергии. За счет возврата части отработанного агента в камеру, потребность в новом сушильном агенте значительно сокращается, что уменьшает расход на его подогрев.

Ключевым параметром, влияющим на эффективность рециркуляции является коэффициент рециркуляции k . Он определяет отношение расхода сухого рециркулирующего агента к расходам сухого смешиваемого агента.

Существуют два основных варианта организации рециркуляции сушильного агента:

- 1) чистый воздух смешивается с рабочим агентом перед его подогревом (рисунок 1, а);
- 2) подогретый воздух смешивается с рабочим агентом перед сушильной камерой (рисунок 1, б).

Выбор оптимального варианта организации рециркуляции зависит от конкретной ситуации и определяется множеством факторов, таких как:

- тип сушильного агента: воздух, пар, инертные газы;
- тип материала, который сушат: влагосодержание, теплоемкость, требования к качеству;
- конструкция сушильного агрегата: типа камеры для сушки сырья, наличие дополнительных устройств для регулирования параметров агента сушки.

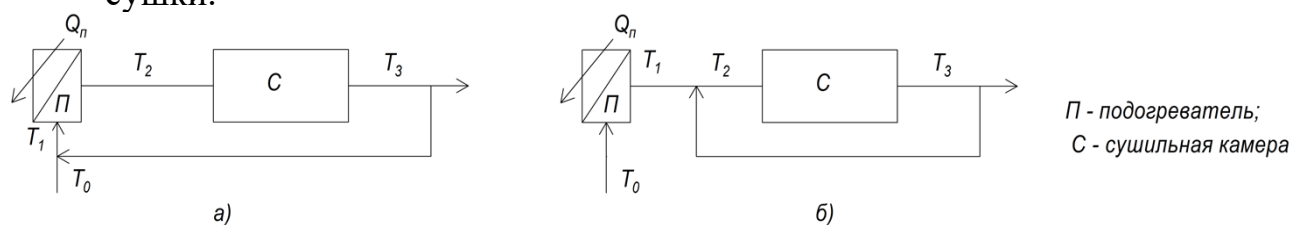


Рисунок 1 – Схемы организации сушильного процесса

Первый способ организации рециркуляции является наиболее распространенным в практических расчетах.

С помощью h, d – диаграммы воздуха возможно провести анализ изменения удельной величины энергозатрат q (кДж/кг).

На рисунке 2 показаны процессы при различных величинах k (k' , k'' , k'''). Вначале осуществляется нагрев воздуха в калориферах, этот процесс изображен прямой 1-2. Далее нагретый воздух поступает на сушку в сушильную камеру, где насыщается влагой, этот процесс изображен прямой 2-3. После этого процесс повторяется.

Отношение количества возвращенного агента к количеству свежего агента позволяет найти коэффициент рециркуляции (на рисунке 2 это отношение прямой 0-1 к прямой 1-3). Чем выше это значение, тем ниже энергозатраты.

Энергопотребление при сушке можно оценить по тангенсу угла наклона прямой, которая отображает зависимость между количеством добавленного свежего агента и количеством испаренной влаги (на рисунке 2 это прямая 0-1-3).

Важно отметить, что температура сушильного агента играет решающую роль в эффективности и энергопотреблении процесса. Выделяют два ключевых варианта:

- 1) температура после сушки больше температуры кипения ($T_3 > T_b$);

Анализируя рисунок 2 (а) можно сделать вывод, что наблюдается рост коэффициента рециркуляции. Влагосодержание перед камерой для сушки сырья и после камеры для сушки сырья может расти до бесконечности. По графику видно, что температура после сушки стремится к бесконечности, а также не имеет пересечений с $\phi = 100\%$ (линия насыщения).

его увеличение позволяет добиться высокой тепловой экономичности процесса, так как горячий воздух повторно используется для сушки. С другой стороны, возрастают расходы на перекачку рециркулирующего воздуха, а также на сам нагнетатель. При больших значениях k удельные энергозатраты приближаются к своему наименьшему значению. При $T_0 = \text{const}$ уменьшение температуры T_3 влечет за собой снижение удельного энергопотребления.

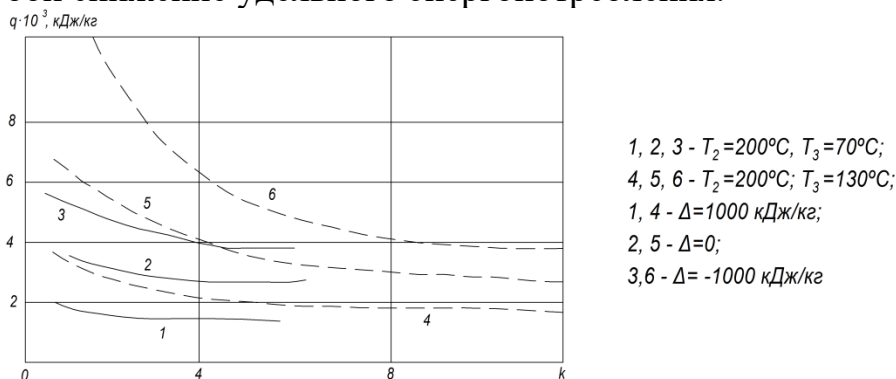


Рисунок 3 – Графическая зависимость $q = f(k)$:

Оптимальный коэффициент рециркуляции находится в точке баланса между экономией энергии и производительностью сушильной установки.

При расчете процесса сушки с рециркуляцией теплоносителя стремятся к нахождению предельного коэффициента рециркуляции, но необходимо помнить, что это может привести к:

- 1) увеличению конечного влагосодержания;
- 2) повышению равновесного влагосодержания материала;
- 3) уменьшению движущей силы массообмена.

Вышеперечисленные заключения влияют на скорость сушки, что, в свою очередь, приводит к увеличению времени, необходимого на процесс сушки.

Выбор оптимального варианта энергопотребления в сушильных установках с рециркуляцией – это комплексная задача, которая требует глубокого понимания как статических, так и кинетических аспектов процесса. С помощью правильной настройки параметров и применения современных систем управления можно значительно снизить энергопотребление без потери производительности и качества сушки.

Литература

1. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях : учебник / А. Б. Гаряев, И. В. Яковлев, А. В. Клименко [и др.]. — 4-е изд., перераб. и доп. — Москва : НИУ МЭИ, 2021. — 504 с. — ISBN 978-5-7046-2590-2. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/362507> (дата обращения: 24.09.2024). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АБХМ В СОСТАВЕ ВОЗДУХОРАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Процесс криогенной ректификации воздуха для извлечения кислорода с чистотой 99,5% характеризуется высокой энергоемкостью. Затраты энергии для получения одного кубического метра кислорода колеблются в пределах 0,38-0,42 кВт*ч. Реальные энергетические потребности существенно превосходят теоретические из-за энергоемких операций при подготовке: сжатие в компрессорах, предварительное охлаждение, очистка. Промышленные установки также включают в себя системы возврата энергии и минимизации тепловых потерь, однако технологические особенности эксплуатации и обслуживания оборудования вносят дополнительные энергозатраты. [1]

В этом контексте особенно важными становятся стратегии оптимизации энергопотребления через эффективное использование аппаратуры и рециркуляции выделяемых в ходе разделения воздуха вторичных энергоносителей, возникающих на разнообразных этапах технологической цепочки.

В процессе ректификации, вторичные энергетические ресурсы производятся в виде тепловой энергии от паров легкокипящих веществ. Эти пары последовательно конденсируются в холодильниках флегмы и продукта, работающих при низких температурных режимах, а также тепловой энергии, содержащейся в отборном кубовом остатке.

Целью данного исследования является анализ эффективности внедрения мероприятий по энергосбережению в процессах разделения воздуха с использованием абсорбционных бромистолитиевых холодильных установок (АБХМ).

Абсорбционная холодильная машина - это энергоэффективная установка, предназначенная для охлаждения (и нагрева) воды, используемой в системах ОВК и технологических процессах.

Внедрение абсорбционных бромистолитиевых машин в структуре комплекса энергетических установок, эксплуатирующих тепловую энергию промышленных процессов, способствует повышению эффективности работы системы.

Функционирование абсорбционных холодильных машин (АБХМ) базируется на процессе поглощения, где тепловая энергия выступает в роли основного источника мощности. Эффективность АБХМ повышается за счёт использования отходящего тепла от промышленных предприятий в качестве энергетической составляющей, что обеспечивает экономическую привлекательность их применения.

Внедрение абсорбционных холодильных машин (АБХМ) в корпоративной инфраструктуре способствует значительному снижению потребления электроэнергии, эффективному применению избыточных энергий теплообмена, оптимизации коэффициента полезного действия (КПД) в рамках производственного

цикла, а также способствует улучшению экологических показателей предприятия. [2]

По сравнению с обычными парокомпрессионными системами охлаждения, абсорбционные холодильные машины (АБХМ) характеризуются более низким потреблением электроэнергии. Использование данных устройств способно уменьшить как операционные издержки, так и начальные инвестиции благодаря сокращению затрат на электроснабжение.

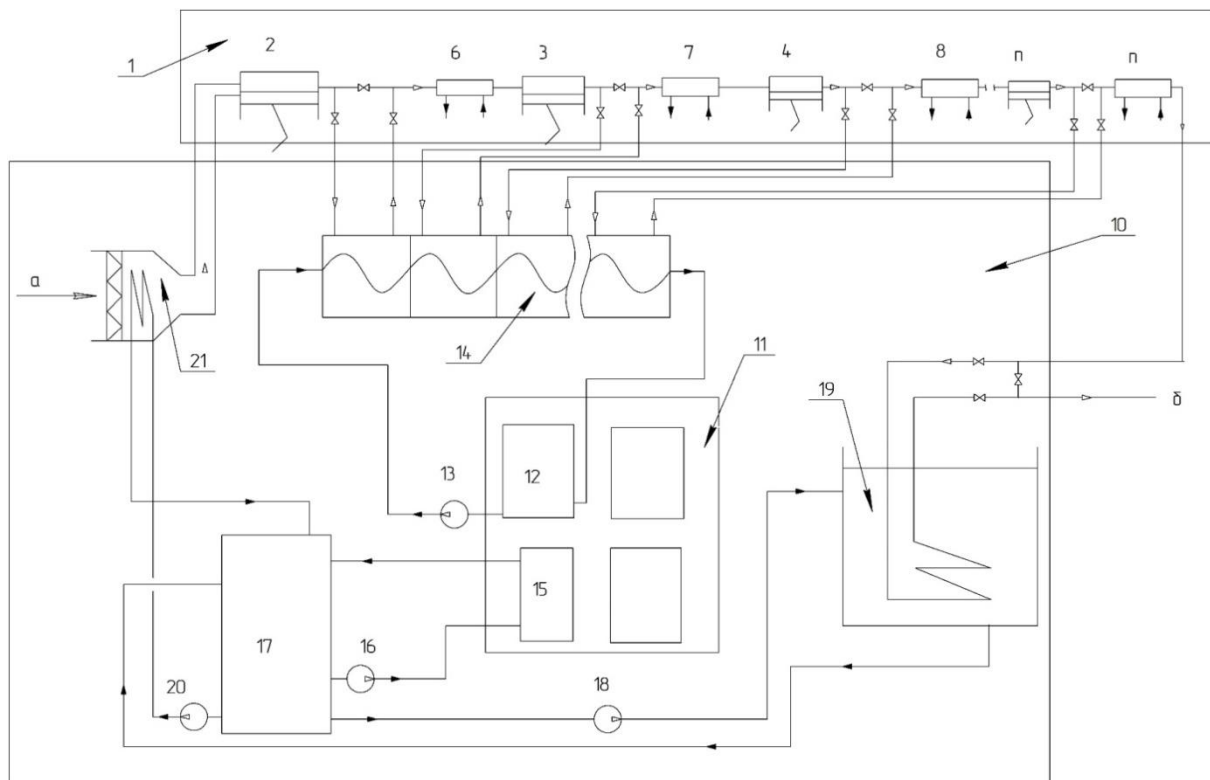


Рисунок 1- Принципиальная схема подключения АБХМ к ВРУ.

1 – воздушный компрессор; 2 – n ступени сжатия; 6 – n промежуточные холодильники; 10 – система предварительного охлаждения воздуха; 11 – АБХМ; 12 – генератор; 15 – испаритель; 14 – многосекционный котел – утилизатор; 13 – водяной насос; 17 – резервуар; 16, 18, 20 – водяные насосы; 19 – водяной теплообменник; 21 – теплообменник предварительного охлаждения

В данной технологической концепции используется термодинамический цикл, где тепловая энергия сжатого воздуха, выходящего из компрессора, применяется для работы в абсорбционном холодильном машинном агрегате (АБХМ). В результате работы агрегата получаемая остывшая вода используется как охладитель сжатого воздуха и атмосферного воздуха до входа в компрессор до оптимальных 15°C . Такой подход способствует не только повышению качества производимых газовых продуктов путём их более эффективного разделения, но и значительной экономии электроэнергии, необходимой для работы компрессора, а также минимизации тепловых потерь в окружающую среду, устраняя необходимость в использовании градирен для отвода лишнего тепла.

В рамках исследования был выполнен поверочный тепловой расчет АБХМ в составе ВРУ.

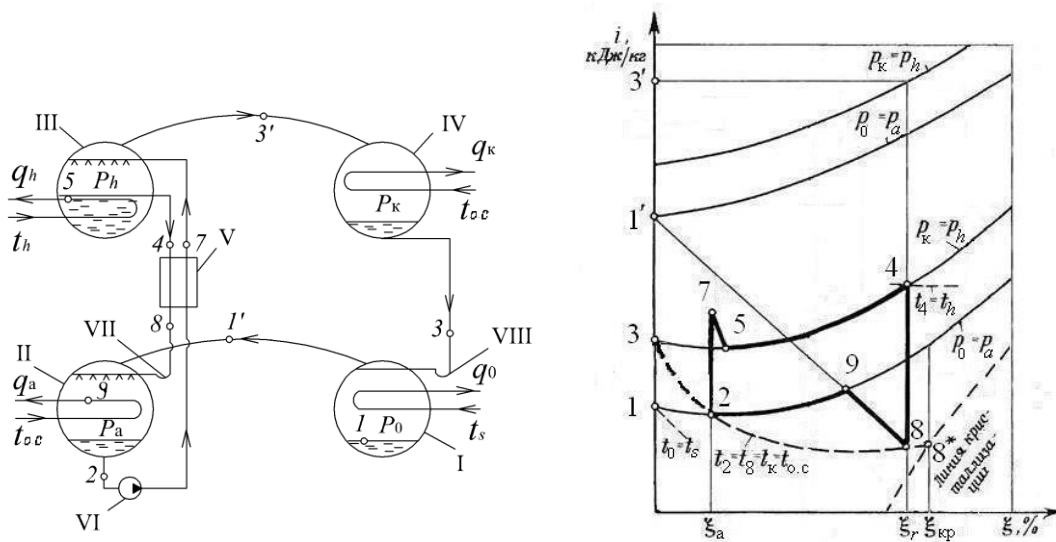


Рисунок 2- Абсорбционная бромистолитиевая холодильная машина с одноступенчатой генерацией пара рабочего вещества и совмещенным тепломассопереносом в генераторе и абсорбере: а – схема машины; б – процессы на ξ - i -диаграмме; p_0 , p_h , p_a , p_k – давление кипения рабочего вещества, раствора, абсорбции и конденсации пара соответственно; ξ_a , ξ_r , ξ_{cp} – концентрация слабого, крепкого растворов и средняя в цикле соответственно.

Основные процессы цикла следующие: 2–7 – нагрев слабого раствора в теплообменнике растворов; 7–5 – адиабатноизобарная десорбция пара рабочего вещества; 5–4 – кипение раствора в генераторе при совмещенном тепломассопереносе; 4–8 – охлаждение крепкого раствора в теплообменнике растворов; 8–9 – адиабатноизобарная абсорбция пара рабочего вещества; 9–2 – абсорбция пара рабочего вещества при совмещенном тепломассопереносе в абсорбере; 3'–3 – отвод теплоты перегрева и конденсация пара рабочего вещества в конденсаторе; 1–1' – кипение рабочего вещества в испарителе.

При расчете цикла АБХМ были использованы методические рекомендации [3], выполнены построения цикла на диаграмме и выполнена оценка энергетических потоков в отдельных элементах установки.

В качестве исходных данных приняты следующие значения: тепловая нагрузка на котел-утилизатор, $Q_{\text{котла}} = 113$ кВт; температура охлаждающей воды, $T_w = 308$ К; температура греющего источника, $T_h = 371$ К; температура охлаждаемого объекта, $T_3 = 280$ К. При выполнении расчетов в качестве значения температуры охлаждающей воды выходящей из градирни принята температура в летнее время года.

Результаты расчёта приведены в таблице 1.

Таблица 1-Результаты расчёта

Параметр	Значение
Теплота, отведённая в теплообменнике $q_{г}$, кДж/кг	2453
Удельная тепловая нагрузка генератора q_{h} , кДж/кг	3700
Удельная тепловая нагрузка испарителя q_0 , кДж/кг	2580
Удельная тепловая нагрузка конденсатора $q_{к}$, Дж/кг	2550
Удельная тепловая нагрузка абсорбера $q_{а}$, кДж/кг	3726
Полная холодопроизводительность Q_0 , кВт	70
Полная тепловая нагрузка конденсатора $Q_{к}$, кВт	69
Полная тепловая нагрузка абсорбера $Q_{а}$, кВт,	100,6
Тепловой коэффициент ζ ,	0,69

А
Ч
Р

На основе результатов расчета определены тепловые нагрузки на все элементы системы.

Холодопроизводительность машины составила 70 кВт.

Использование тепловой энергии для привода АБХМ обосновано непрерывным характером работы предприятий, наличием и экономической эффективностью использования отходящего тепла, что предполагает его фактическую бесплатность. Это также способствует снижению нагрузки на электросеть предприятия. Важно учитывать, что повышенное наличие отходящего тепла на производстве существенно повышает целесообразность внедрения абсорбционного chillera, что напрямую влияет на повышение эффективности производственных процессов и систем холодоснабжения.

Литература:

1. Свит Т.Ф. «Основы разделения воздуха методом глубокого охлаждения и ректификации: учебное пособие» / Т. Ф. Свит; Алтайский государственный технический университет им. И. И. Ползунова. – Изд. 2-е, переработано и дополнено – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2009. – 128 с.
2. Кельцев Н. В. «Основы адсорбционной техники» / Н. В. Кельцев. - 2-е изд., переработано и дополнено - Москва: Химия, 1984. -591 с.
3. Дзино А.А., Малинина О.С. Абсорбционные холодильные машины. СПб.: Университет ИТМО, 2021. 39 с.

СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ ЗДАНИЙ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАСТРОЙКИ

При проектировании любого здания одним из самых важных вопросов является выбор системы отопления. Благодаря этой системе обеспечиваются нормируемые параметры микроклимата в помещениях и тем самым создаются комфортные условия для жизни и работы человека. Определиться с таким вопросом достаточно непросто, поскольку существует огромное множество систем отопления.

Используемые в настоящее время при проектировании системы отопления могут быть однотрубные и двухтрубные; гравитационные и с принудительной циркуляцией; вертикальные и горизонтальные; напольные и стеновые [1]. Каждая система так или иначе, имеет свои достоинства и недостатки, поэтому к выбору отопительной системы здания необходимо отнестись с особой ответственностью, поскольку каждая система обеспечивает нормируемые параметры микроклимата в помещении, однако не всегда это сопровождается уменьшением потребления энергии.

Выбор оптимальной отопительной системы основывается на требованиях предъявляемых к микроклимату помещений, конструктивным решениям здания или технологическим особенностям наружных ограждений. Кроме этого, важно учитывать оптимальную геометрию с точки зрения снижения затрат и возможности интеграции элементов отопления в дизайн помещений. Также в зависимости от различных условий, требуемых заказчиком, подбирается наиболее выгодный проектный план.

По итогу, выбранная на этапе проектирования система отопления должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) температура поверхности прибора отопления должна быть в пределах допустимого значения, чтобы избежать возможность ожога;
- 2) быть прочной, надежной, долговечной, а случае аварии иметь возможность быстрой ликвидации неполадок;
- 3) быть экономичной и энергоэффективной.

В настоящее время, наиболее широко для обогрева жилых зданий используются горизонтальные системы отопления. Их рационально использовать для малоэтажного индивидуального дома, когда с позиции дизайна вертикальные стояки нежелательны. К тому же, горизонтальная система отопления позволят более равномерно прогревать помещение, за счет того, что разводящие трубы прокладываются внутри строительных конструкций и тепло имеет возможность передаваться и конвекцией, и излучением. Кроме того, по результатам исследований статьи [3], на современном этапе проектирования хорошо себя зарекомендовала плинтусная система отопления.

Поэтому целесообразно на основе сравнительного анализа рассмотреть две принципиально разные системы отопления и выявить наиболее эффективную и выгодную. С этой целью для объекта исследования (рис.1), которым является индивидуальный двухэтажный жилой дома, расположенный в городе Смоленск, было спроектировано две системы отопления.

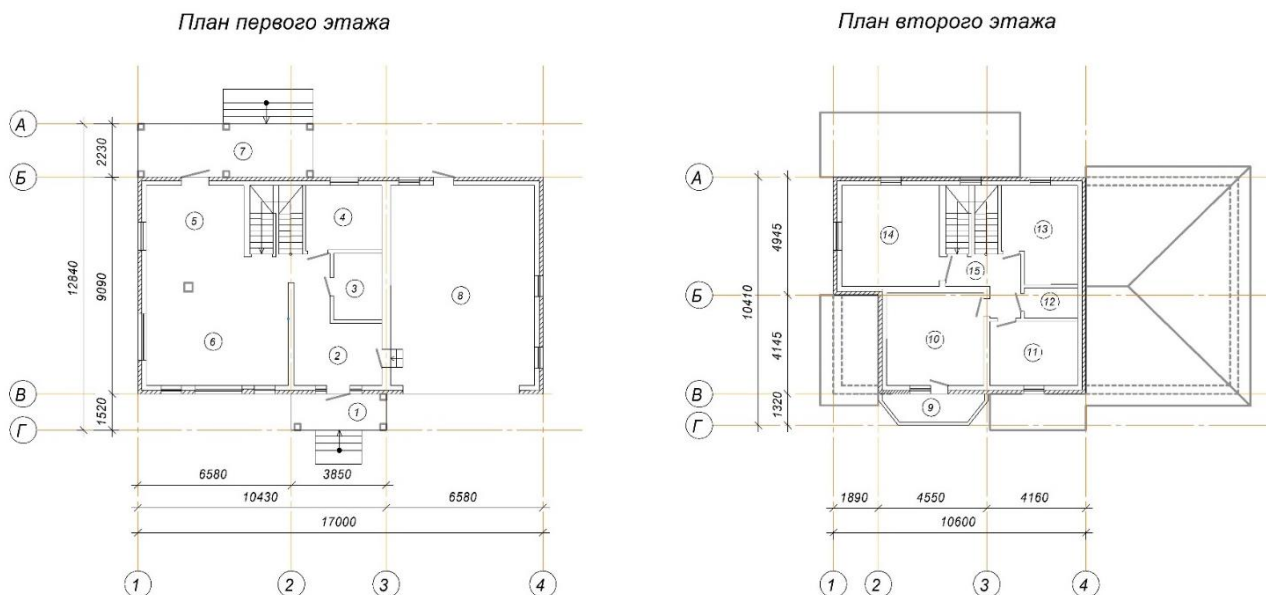


Рисунок 7. Поэтажный план отапливаемого здания.

В соответствии с планами чертежей, выполнена разводка для лучевой системы отопления и плинтусной системы отопления (рис.2,3).

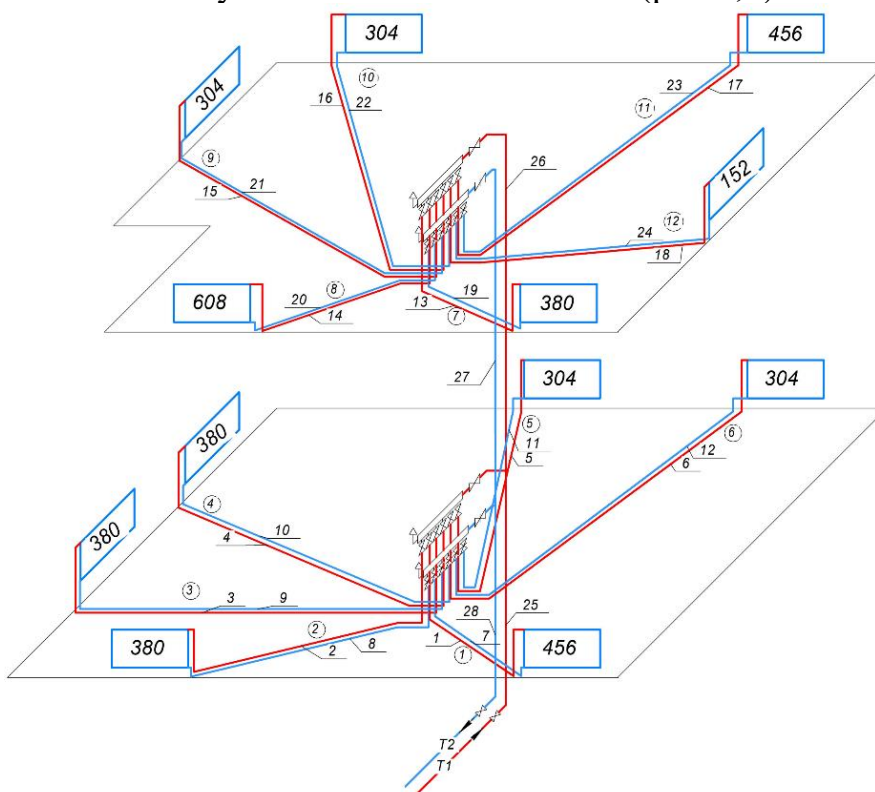


Рисунок 8. Схема лучевой горизонтальной системы отопления.

Для индивидуального дома, расположенного в г. Смоленск, был выполнен теплотехнический расчет по подробной методике. Такой расчет является особо важным и необходимым этапом при проектировании и строительстве зданий, поскольку по итогам его выполнения появляется информация о количестве тепла, необходимого каждому помещению. Полученные в результате теплового расчета данные позволяют определиться с системой отопления, подобрать источник теплоснабжения, отопительные приборы и используются при выполнении гидравлического расчета. Суммарные теплотери исследуемого здания составили 4040 Вт.

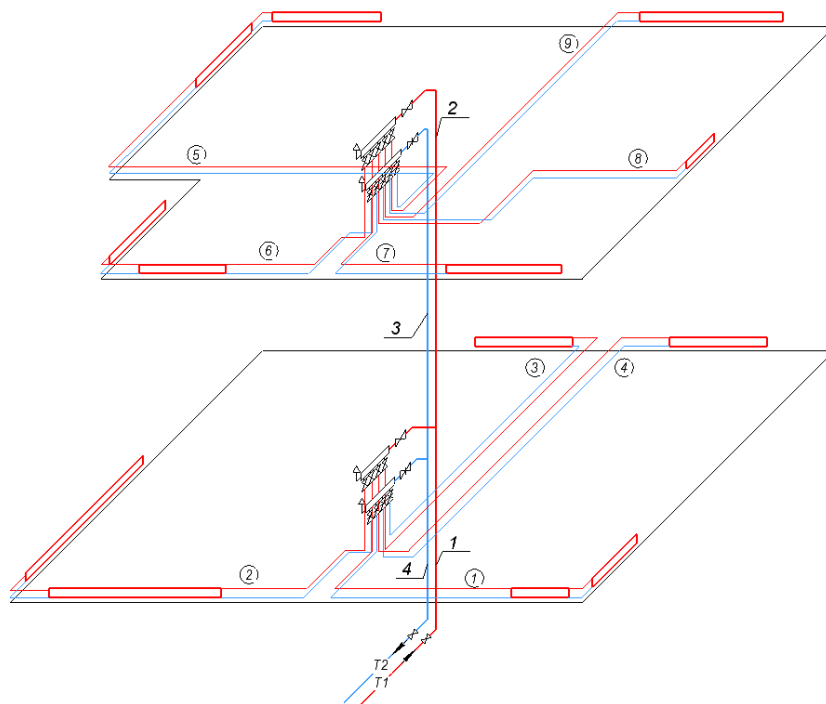


Рисунок 9. Схема плинтусной системы отопления.

Для каждой рассматриваемой системы отопления был выполнен гидравлический расчет по методу удельных линейных потерь давления, в результате которого рассчитаны расходы теплоносителя по каждому участку трубопровода, определены диаметры трубопроводов на всех участках системы отопления и полные потери в отопительной системе, а также была выполнена гидравлическая балансировка систем отопления. На основании данного расчета был сделан вывод, что разница по потерям давления рассматриваемых систем отопления небольшая. Гидравлические потери плинтусной системы отопления превосходят потери лучевой горизонтальной системы отопления, это обусловлено достаточной протяженностью медных трубок конвектора, а также тем, что плинтусный конвектор обладает большим местным сопротивлением.

С целью выявления наиболее оптимального варианта комбинации типа системы отопления с минимальными капиталовложениями и эксплуатационными затратами, было выполнено технико – экономическое сравнение систем отопления. Для каждой системы отопления были рассчитаны единовременные за-

траты, эксплуатационные затраты [2]. Для выявления наиболее целесообразного варианта были рассчитаны приведенные затраты. Оказалось, что приведенные затраты системы отопления «теплый плинтус» на 400 тысяч рублей больше, чем приведенные затраты для горизонтальной системы отопления (рис. 4). Это обосновано тем, что в составе греющего модуля теплого плинтуса используется дорогостоящий металл – медь.

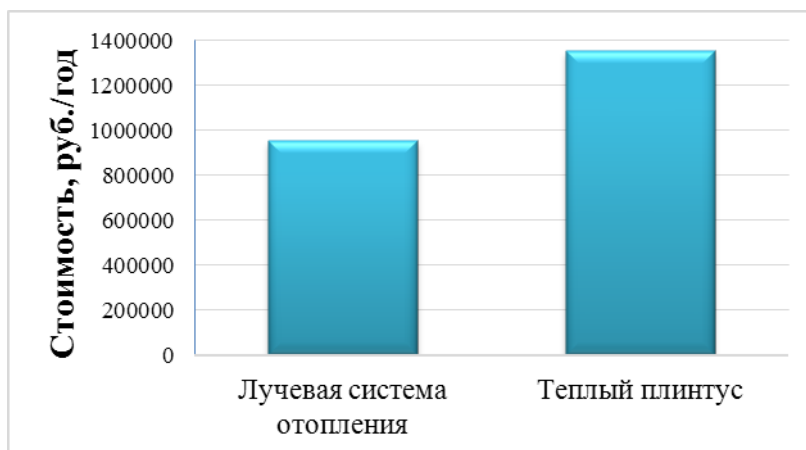


Рисунок 10. Зависимость приведенных затрат от вида системы отопления

Таблица 1 – Результаты расчетов

Вид системы отопления	Общие потери давления, Па	Приведенные затраты, руб./год
Лучевая горизонтальная система отопления	1851,37	953503,36
Плинтусная система отопления	3565,15	1354277,88

Таким образом, на основании проведенных расчетов, наиболее привлекательным и выгодным оказался вариант с проектом лучевой системы отопления.

Но с точки зрения эргономичности, а также учитывая тот факт, что конструкция индивидуального дома энергоэффективная, поскольку используются качественные строительные и утеплительные материалы, рекомендуется проектировать плинтусную систему отопления. Она позволяет прогревать нижнюю зону помещения, ограждающие конструкции, исключает пониженные температуры в области горизонтальных стыков наружных стен в зоне опирания перекрытия. За счет того, что происходит прогрев стен, снижается вероятность образования плесени и грибка на них и повышаются прочностные качества ограждающих конструкций. В условиях использования плинтусной системы отопления создается комфортный микроклимат для людей по причине того, что отсутствует направленный конвективный поток, а также система не поднимает пыль. Ко всему прочему, теплый плинтус отлично вписывается в интерьер любого помещения.

Литература

1. Богословский В.Н., Сканава А.Н. Отопление: Учеб. для вузов. – М.: Стройиздат, 1991. – 735 с.: ил.

2. Еремкин А.И., Королева Т.И., Данилин Г.В. Экономическая эффективность энергосбережения в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха: Учебное пособие. – М.: Издательство ассоциации строительных вузов, 2008. – 184с.

3. Кабанова И.А., Мудрякова А.И. Сравнительная оценка эффективности применения различных систем отопления // Сборник трудов XIII Международной научно – технической конференции «Энергетика, информатика, инновации». 2023, Т. 1, С149 – 154. – Электрон. версия. печ. публ. – https://sbmpei.ru/files/uplfiles/f6572e6a87f602Tom_1-2023.pdf

*А.И. Киселева, ст.пр.; И.В. Голузова, У.А. Ткачева, С.М. Лобанов, студ.
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИИ

Источники теплоснабжения представляют собой установки или системы для производства тепловой энергии, обеспечивающей нагрузку на отопление, вентиляцию, горячего водоснабжения и промышленное теплоснабжение потребителей.

В зависимости от расположения источники теплоснабжения от потребителя тепловой энергии разделяются на 2 вида: централизованные и децентрализованные.

Централизованные источники – системы, в которых тепло производится на одном или нескольких центральных источниках (котельных или ТЭЦ) и распределяется по сети трубопроводов к различным зданиям и помещениям.

Данная система имеет следующие преимущества:

- Экономия на масштабе – более эффективное использование ресурсов, благодаря централизованному производству.
- Упрощенное обслуживание – обслуживание и ремонт проводятся централизованно, что снижает затраты для пользователей.
- Меньше загрязнения – современные ТЭЦ могут использовать более чистые технологии и фильтры для снижения выбросов.

Однако данная система имеет и свои недостатки:

- Зависимость от центра – в случае аварии или отключений пользователи остаются без отопления и ГВС.
- Нехватка гибкости – сложно регулировать температуру в отдельных помещениях.
- Старение инфраструктуры – многие системы требуют обновления и модернизации.

Децентрализованные источники – системы, в которых каждый объект (дом, квартира) имеет собственный источник тепла (индивидуальные котлы, электрические обогреватели или системы теплых полов).

Децентрализованная система также имеет свои преимущества:

- Гибкость и контроль – пользователи могут самостоятельно регулировать температуру и режимы работы.

- Независимость – отопление не зависит от центральной сети, в случае аварий можно быстро решить проблему.
- Меньше потерь на транспортировке – отсутствие длинных трубопроводов снижает теплопотери.

Недостатки данной системы:

- Высокие затраты на установку – индивидуальные котлы и обогреватели довольно дорогие.
- Необходимость обслуживания – каждый пользователь самостоятельно отвечает за обслуживание своего оборудования.
- Экологические проблемы – меньшая эффективность может приводить к большему загрязнению при использовании старых технологий.

В большинстве городов и населенных пунктов мира более распространено централизованное отопление, особенно в крупных мегаполисах и старых жилых районах. Однако децентрализованные системы становятся все более популярными в новых застройках и загородных домах, где пользователи ищут большую независимость и контроль над своими системами отопления.

По данным МинЭнерго [1] конечное потребление тепловой энергии, отпущенной в системе централизованного теплоснабжения, составило 1 183 млн. Гкал, распределение по категориям потребителей представлено на рисунке 1.

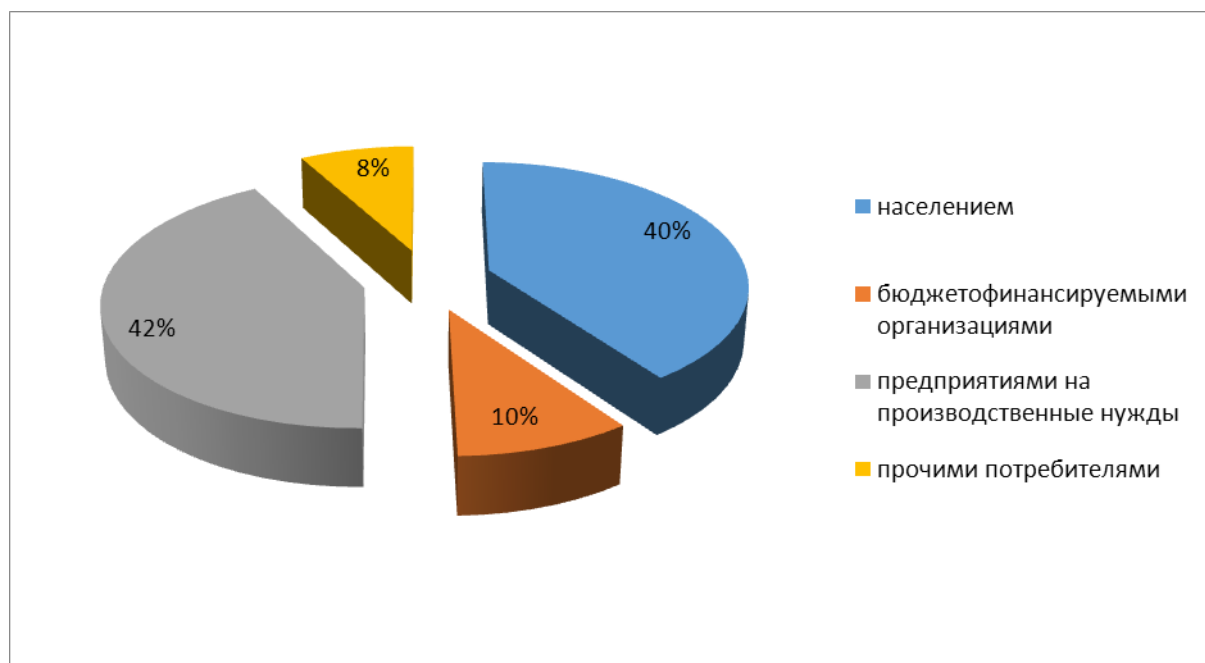


Рисунок 1. Конечное потребление тепловой энергии, отпущенной в системе централизованного теплоснабжения в 2022 году, млн Гкал

Потребителями тепловой энергии централизованного теплоснабжения являются: население, транспорт, строительство, промышленное производство, сельское хозяйство, лесное хозяйство и др. При этом, промышленные потребители используют преимущественно пар на технологические нужды.

За последние десять лет, согласно [1] тепловое потребление населением остается постоянной величиной или имеет небольшое отклонение, что можно объяснить усовершенствованием строительных технологий, а также более высокой температурой в течение отопительного периода.

Для выработки такого количества тепловой энергии используются различные источники теплоснабжения. Они бывают разных видов. Реже всего используются нетрадиционные (солнечные коллекторы - преобразуют солнечную энергию в тепловую для отопления и горячего водоснабжения). Атомные станции хоть и являются эффективными, получили не самое большое распространение в силу того, что это более новая и свежая технология в сравнении с котлами.

Рассмотрим источники теплоснабжения с точки зрения используемого топлива. На рисунке 2 представлена структура топлива источников теплоснабжения в 2015 и 2022 годах в процентах, согласно отчету МинЭнерго России [1].

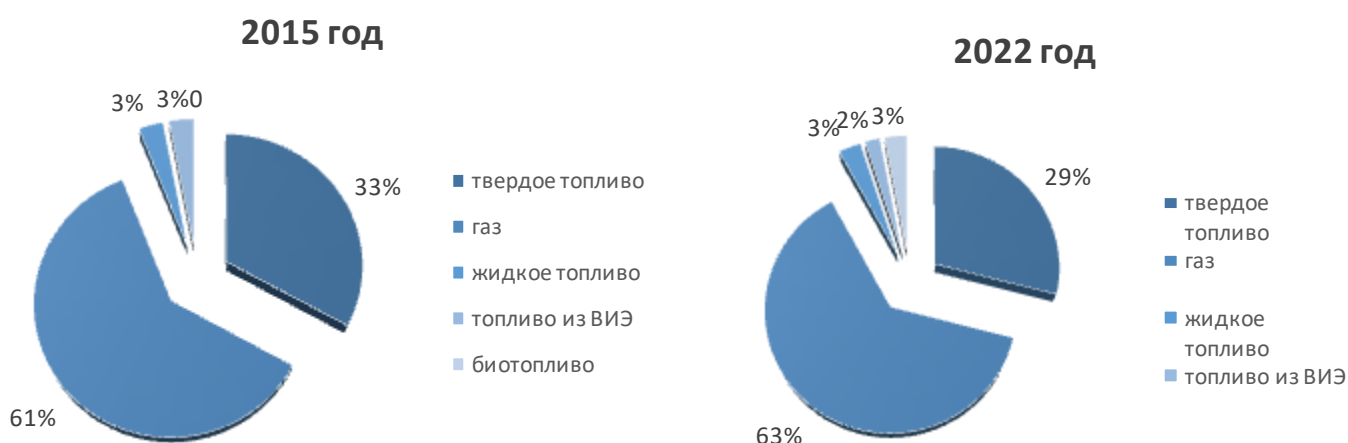


Рисунок 2. Структура топлива источников теплоснабжения в 2015, 2022 годах

В таблице 1 представлено число источников по видам топлива в 2015-2022 годах.

Таблица 1. Число источников по видам топлива в 2015-2022 годах

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Источники теплоснабжения, работающие на:	общее в т.ч	75955	73770	74898	74782	76696	77277	77123	74821
	твердом топливе	25065	24776	24608	24298	23811	23019	22031	21905
	газе	46426	45195	46496	46810	47697	48453	48971	47189
	жидком топливе	2404	2306	2223	2126	2040	2013	2273	2317
	топливе из ВИЭ	2060	1493	1571	1548	1763	2026	2041	1582
	биотопливе					1385	1766	1807	1828

Благодаря большим запасам и относительно невысокой стоимости природного газа этот вид топлива является преобладающим на тепловых источниках РФ. Доля твердого топлива сокращается незначительно, а топливо из возобновляемых источников энергии имеет тенденцию к росту.

На рисунках 3 и 4 представлена удельная стоимость сожженного топлива в натуральных единицах на электростанциях, использующих котельно-печное топливо в РФ.

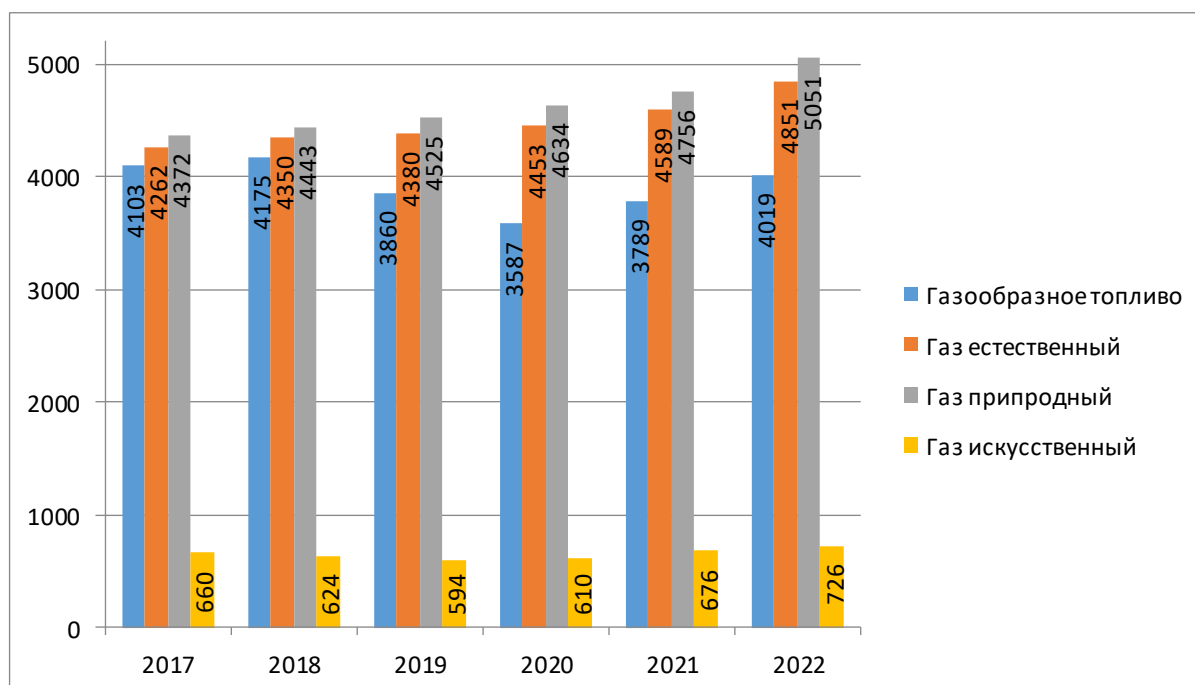


Рисунок 3. Удельная стоимость сожженного газообразного топлива в натуральных единицах на электростанциях, использующих котельно-печное топливо в РФ, руб/тыс. куб. м.

Газообразное топливо представляет собой вид топлива, находящегося в газообразном состоянии при нормальных условиях температуры и давления. Этот вид топлива обычно имеет высокую теплотворную способность и более чистое сгорание по сравнению с жидкими и твердыми видами, что делает его более экологически чистым.

Газ естественный состоит в основном из метана, но также может содержать небольшое количество этана, пропана, бутана и углекислого газа. Образуется в результате разложения органических веществ под воздействием высоких температур и давления в течении миллионов лет.

Газ природный состоит в основном из метана, может содержать небольшое количество других углеводородов, а также углекислого газа, азота и водяного пара. Используется для отопления, приготовления пищи и в электроэнергетики.

Газ искусственный представляет собой газ, который создан или модифицирован человеком, а не образовался естественным путем в природе. Обычно производится в промышленных условиях для различных целей.

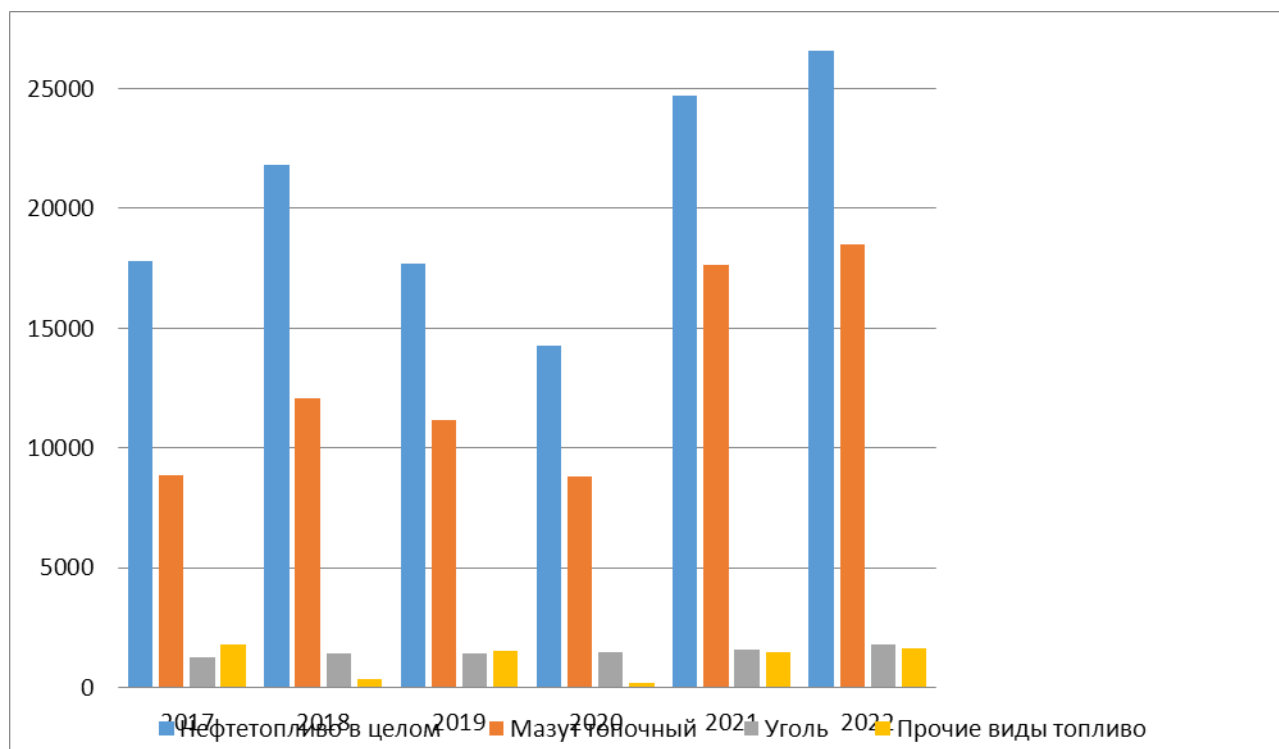


Рисунок 4. Удельная стоимость сожженных нефтепродукта, мазута, угля и прочих видов топлива в натуральных единицах на электростанциях, использующих котельно-печное топливо в РФ, руб/тыс. куб. м, руб/т.

По представленным в отчете данным, можно сделать вывод, что газообразное топливо постоянно растет в цене, особенно природный газ и естественный. Нефтепродукты имеют самую высокую цену и за последние 3 года только растут, как и мазут.

Изучив и проведя анализ состояния централизованных систем теплоснабжения России, были выделены следующие особенности:

1. Во многих городах России ТЭЦ являются крупными котельными, что приводит к увеличению затрат на топливо, материалы и сырье.

2. Оборудование источников теплоснабжения и тепловые сети имеют высокую степень износа.

3. При эксплуатации систем теплоснабжения используются устаревшие технологии.

4. Многие источники теплоснабжения работают в нерасчетных режимах.

Более 80% отпуска тепловой энергии на отопление населения осуществляется централизованными источниками, именно поэтому важно обеспечить бесперебойную и надежную работу систем теплоснабжения.

Литература

1. РЭА Минэнерго России «Отчет о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2022 году». Издательство М, 2023.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Россия является страной с самым высоким уровнем централизованного теплоснабжения, при этом протяженность тепловых сетей составляет 167,5 тыс. км. Тепловые сети – это системы, предназначенные для передачи тепловой энергии от источников (котельных, тепловых электростанций) к потребителям (жилым домам, промышленным предприятиям). Тепловые сети можно квалифицировать по различным критериям: по типу теплоносителя, по схемам проектирования, по способу прокладки и др.

Для анализа состояния тепловых сетей в Российской Федерации был изучен отчет о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2022 году» [2].

На рисунке 1 представлена протяженность магистральных тепловых сетей в 2017 и 2022 годах по срокам эксплуатации (в километрах).

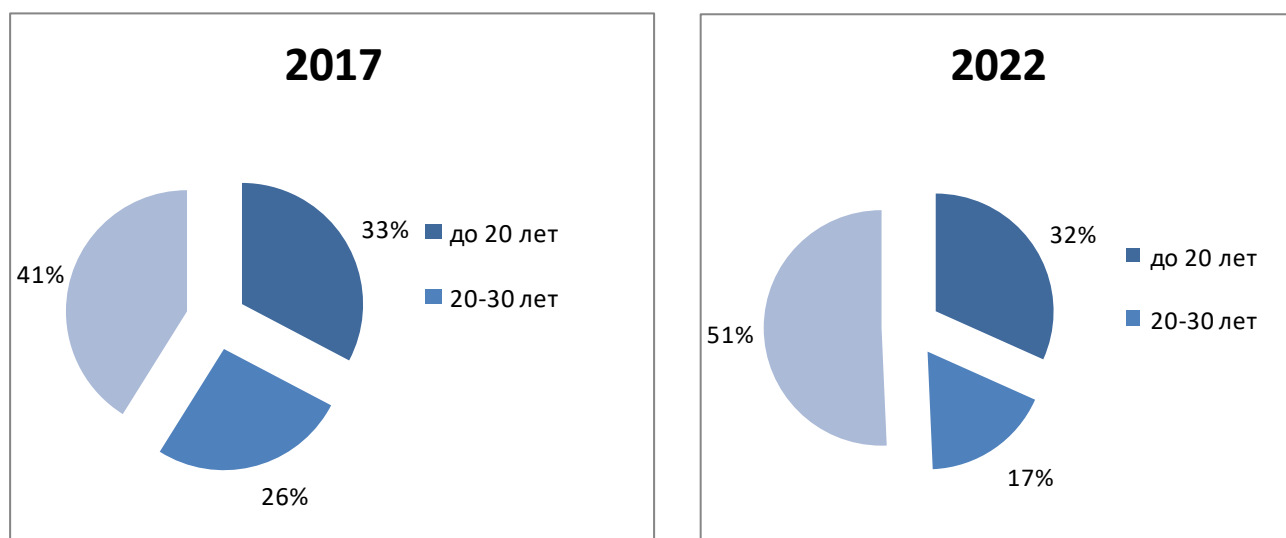


Рисунок 1. Протяженность магистральных тепловых сетей в 2017-2022 годах по срокам эксплуатации.

Из рисунка 1 можно сделать выводы о том, что количество тепловых сетей в 2022 году со сроком эксплуатации до 30 лет, по сравнению с 2015 годом, уменьшилось, а со сроком от 30 лет и более, наоборот, увеличилось. Эти данные позволяют сделать вывод, что процент замены тепловых сетей недостаточен и больше 50% магистральных тепловых сетей почти отработали свой ресурс.

Одним из главных критериев оценки характеристики тепловых сетей является величина тепловых потерь, которая в свою очередь зависит как от внешних факторов, так и от внутренних.

Главными факторами на этапе проектирования, позволяющими уменьшить потери тепла и теплоносителя являются: правильный выбор способа прокладки

тепловой сети; тепловая изоляция, позволяющая снизить тепловые потери с поверхности трубопровода.

Способ прокладки – метод, используемый для размещения трубопроводов, по которым транспортируется теплоноситель от источника тепла к потребителям. На рисунке 2 представлены виды прокладки тепловых сетей.



Рисунок 2. Варианты прокладки тепловых сетей

По способу прокладки тепловые схемы делят на:

- Воздушные – трубопроводы располагаются над уровнем земли на опорах. Преимущество данного вида прокладки заключается в удобстве доступа для обслуживания и ремонта, а недостатком является подверженность атмосферным воздействиям и механическим повреждениям.
- Канальные – трубопроводы укладываются в защитные каналы или траншеи. К преимуществам закрытого типа прокладки относятся: защита от внешних воздействий и снижение теплопотерь, а к недостаткам - сложность доступа для обслуживания, необходимость в дополнительных затратах на строительство защитных конструкций.
- Подземные – трубопроводы укладываются на глубине в земле. Преимущества - полная защита от внешних факторов и также снижение теплопотерь, недостатки – высокие затраты на строительство и сложность в ремонте, а также блуждающие токи.

Таблица 1. Протяженность участков тепловых сетей по способам прокладки в 2015-2022 годах.

Способ укладки	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
подземная	502,5	486,8	423,5	378,8	390,2	431,6	452,3	485,5
закрытая	4768,4	4811,1	4643,1	4797,3	5015,6	4927,4	5111,5	5091,1

воздушная	3879,1	3806,8	3541,1	3680,6	3813,3	3839,5	4008,9	4037,6
-----------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Согласно данным, представленным в таблице 1, в настоящее время протяженность тепловых сетей с закрытым и воздушным способами укладки увеличилась по сравнению с 2015 годом. Однако стоит отметить, что при воздушной прокладке, особенно в период низких температур, тепловые потери увеличиваются в несколько раз.

Статистика по тепловым потерям в сетях представлена на рисунке 3.

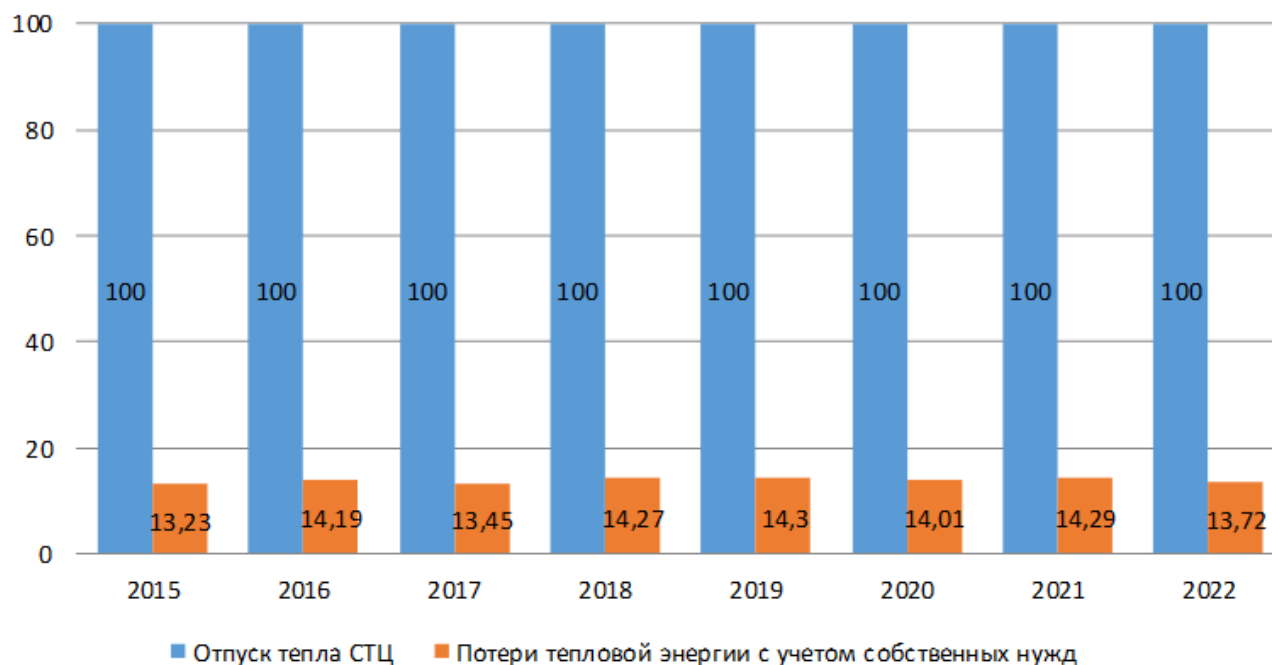


Рисунок 3. Диаграмма потерь тепловой энергии систем централизованного теплоснабжения, %

Доля потерь на 1 км составляет 13781,7 Гкал/км, поэтому в тепловых сетях огромную роль играет теплоизоляция. Теплоизоляция – материал, который препятствует передачи тепла между двумя средами. Качественная изоляция помогает снижать тепловые потери.

В настоящее время самыми распространенными теплоизоляциями являются армопенобето (далее АПБ), минераловатная (далее МВ), пенополиминеральная (далее ППМ), пенополиуретановая (далее ППУ).

Протяженность тепловых сетей по виду изоляции в период 2015-2022 гг. представлена на рисунке 4.

Несмотря на достоинства ППУ, преимущественно везде используется МВ еще со времен СССР, но эта изоляция является наихудшей из всех представленных. МВ имеет наибольшие потери, потому что в процессе эксплуатации теплопроводность растет в среднем в 0,5 раз за 3 года из-за того, что проникновение влаги не избежать. Это, в свою очередь, приводит к дисбалансу системы теплоснабжения из-за сверхнормативных тепловых потерь.

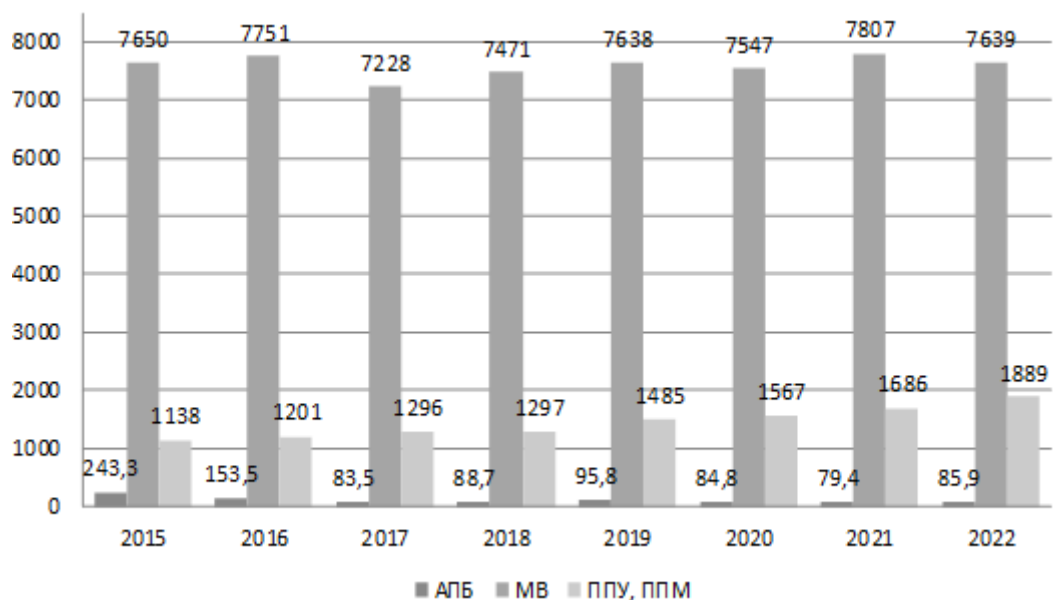


Рисунок 4. Диаграмма протяженности тепловых сетей по типам теплоизоляции, км

Несмотря на достоинства ППУ, преимущественно везде используется МВ еще со времен СССР, но эта изоляция является наихудшей из всех представленных. МВ имеет наибольшие потери, потому что в процессе эксплуатации теплопроводность растет в среднем в 0,5 раз за 3 года из-за того, что проникновение влаги не избежать. Это, в свою очередь, приводит к дисбалансу системы теплоснабжения из-за сверхнормативных тепловых потерь.

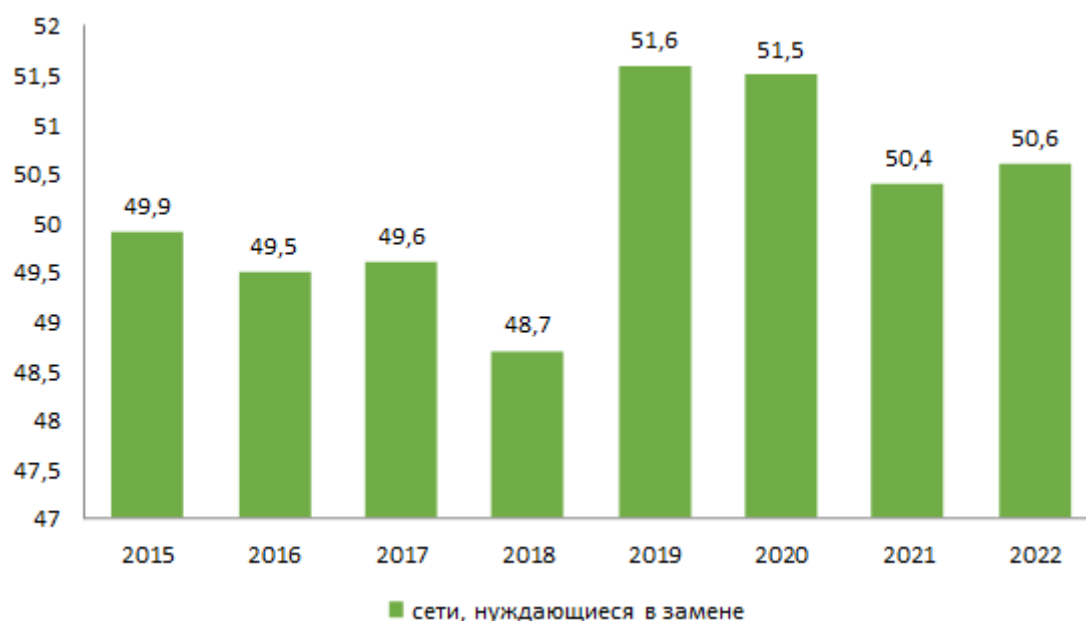


Рисунок 5. Диаграмма протяженность тепловых и паровых сетей, которые нуждаются в замене, тыс. км

Одним из определяющих факторов, влияющих на величину тепловых потерь, является износ тепловых сетей.

Изучив данные по состоянию тепловых сетей, можно сделать вывод, что 90% сетей, нуждающихся в замене, имеют износ более 30 лет и не подлежат ремонту.

Проанализировав и оценив состояние тепловых сетей в РФ, можно выделить основные проблемы при эксплуатации:

- Устаревшая изоляция;
- Превышение срока службы магистральных участков;
- Необоснованный выбор вида прокладки тепловых сетей.

Для повышения качества тепловых сетей и снижения тепловых потерь рекомендуется следующее:

- Замена МВ на предизолированные трубопроводы с ППУ;
- Надлежащий контроль за состоянием тепловой изоляции: преждевременное обнаружение разрушения, специальные антикоррозионные напыления;
- Ультразвуковая диагностика состояния трубопроводов и элементов тепловых сетей;
- Своевременная замена ветхих участков тепловых сетей.

Выполнение этих мероприятий позволит повысить эффективность централизованного теплоснабжения, снизить потери тепловой энергии и теплоносителя, а также предотвратить аварийные ситуации.

Литература

1. ГОСТ 30732-2020. Трубы и фасонные изделия стальные. Издательство М: Стандартинформ, 2020.
2. РЭА Минэнерго России «Отчет о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2022 году». Издательство М, 2023.
3. Техническая инспекция ЕЭС: Мониторинг технического состояния тепловых сетей субъектов электроэнергетики: сайт – URL: <https://www.ti-ees.ru/functioning/analytics/heating-system/> (дата обращения: 25.09.2024).

*Н.А. Колесов студ.; В.А. Галковский, к.т.н. доцент
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ТЕПЛООВОГО РАСЧЕТА КОЖУХО-ТРУБЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

Необходимость в подводе или отводе тепла возникает в разных отраслях промышленности. Эти задачи выполняют теплообменные аппараты (ТА). К примеру: в нефтедобывающей отрасли применяются для добычи, переработки и нефтехимии; в машиностроении и металлургии важным является наиболее эффективное использование тепла, поэтому ТА используют для энергосбережения и оптимизации производственного процесса; ТА в химической промышленности – необходимое оборудование, поскольку большинство процессов протекают либо с выделением или поглощением энергии, либо необходимо соблюдать определенный температурный режим; энергетика – применение ТА на электростанциях, разных видов, является неотъемлемой частью производственного процесса; в пищевой промышленности при приготовлении, обработке необходимы процессы охлаждения, нагревания, поддержания нужной температуры –

всё это задача ТА; жилищно-коммунальный сектор (ЖКС) – применение для отопления, горячего водоснабжения, вентиляции[3].

По мере увеличения промышленных зон или их мощности, количество подобных ТА увеличивается. В связи с этим возникает необходимость в производстве и приобретении наиболее эффективных теплообменных аппаратов. Стоимость таких ТА, зачастую, представляет собой существенную сумму, из чего следует заинтересованность предприятия в долгосрочном использовании приобретаемого теплообменного оборудования. Поэтому возникает проблема правильного подбора теплообменного аппарата для той или иной задачи. Необходимо правильно подобрать мощность, площадь поверхности теплообмена или правильно определить температуры теплоносителей, в противном случае есть вероятность поломки, несоответствия температурному напору или требуемой мощности [2].

Для определения направления и фокуса исследования необходимо определить цели и задачи.

Целью исследования является выявление наиболее эффективного метода теплового расчета кожухотрубного теплообменного аппарата. Для этого необходимо решить следующие задачи:

- провести обзор источников информации по существующим методам теплового расчета;
- провести тепловой расчёт разными методиками используя одинаковые исходные данные;
- проанализировать результаты расчётов и определить наиболее эффективную методику.

В литературе упоминается 3 методики теплового расчета кожухотрубных теплообменных аппаратов [1]:

- Метод среднего логарифмического температурного напора ($k - \Delta t_{\text{лог}}$);
- Метод числа единиц переноса ($\epsilon - N$);
- Графо – аналитический метод;

Следует отметить, что часто в информационных источниках можно встретить метод среднего логарифмического температурного напора ($k - \Delta t_{\text{лог}}$), с итерационным пересчетом температуры стенки. Поэтому в ходе исследования будет рассмотрено 4 метода теплового расчета кожухотрубных ТОА.

Результаты расчетов проведенных для кожухотрубчатых теплообменников различных исполнений внесены на диаграммы 1 и 2. Дальнейшее исследование проводится согласно полученным диаграммам. В качестве переменной величины принята температура насыщенного пара.

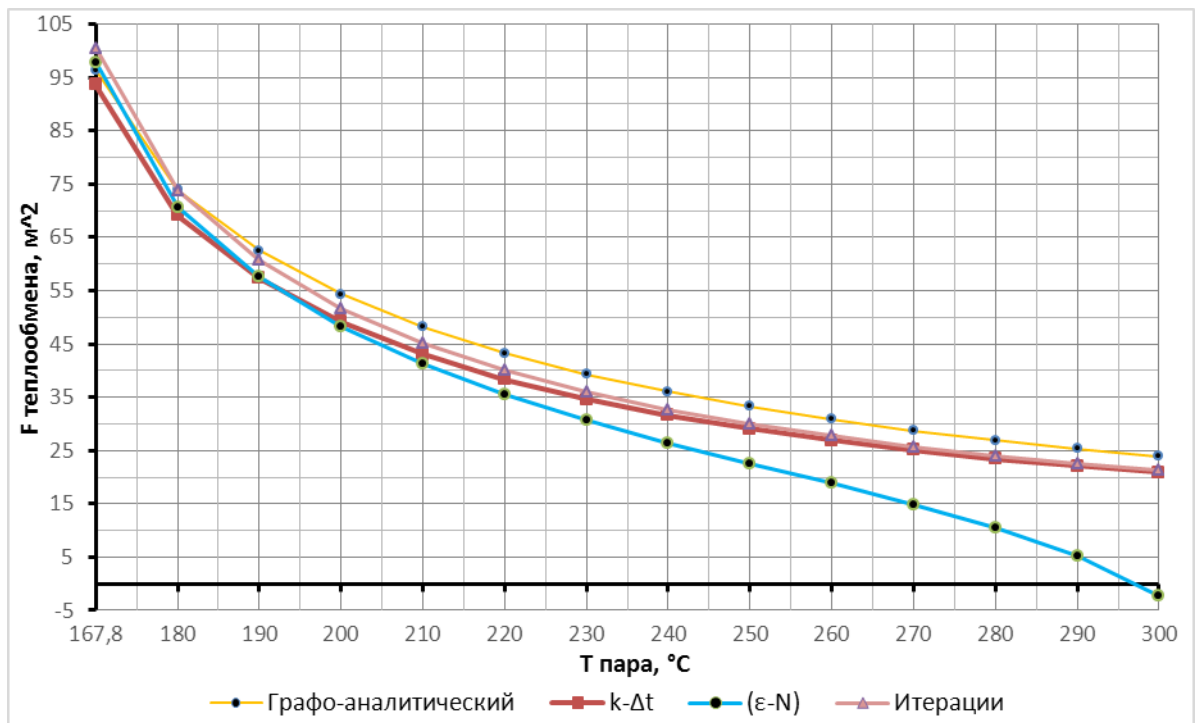


Диаграмма 1 – зависимость площади теплообмена от температуры пара (вертикальное исполнение)

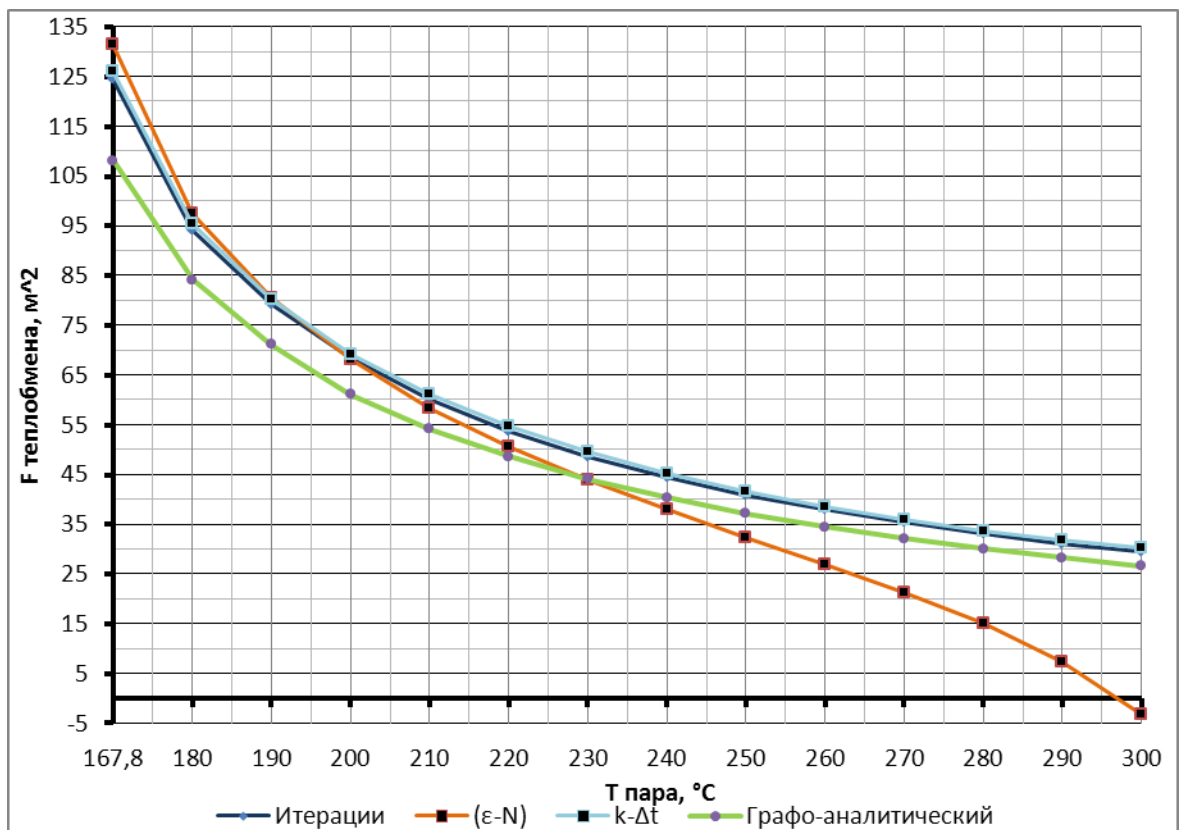


Диаграмма 2 – Зависимость площади теплообмена от температуры пара (горизонтальное исполнение)

Для оценки эффективности в качестве «эталонного метода» был выбран метод среднего логарифмического температурного напора с пересчетом температуры стенки. В связи с этим, исследуя диаграммы 1-2, были сделаны выводы:

- графоаналитический метод дает погрешность, не превышающую 10%, причем погрешность уменьшается с увеличением температурного напора;
- метод числа единиц переноса может применяться до температуры насыщенного пара 230°C, далее результаты расчета превышают допустимую погрешность и результаты расчета дают невозможный результат;
- метод $k - \Delta t_{\text{лог}}$: с увеличением температурного напора относительная погрешность уменьшается и для 300°C достигает 0,4%.

Итогом исследований стало, определение метода среднего логарифмического температурного напора, как самого эффективного, с точки зрения определения площади поверхности теплообмена, на основе результатов расчета пароводяного сетевого подогревателя, работающего по графику 150/70, мощностью 8,78 МВт, с греющим теплоносителем насыщенный пар, в интервале температур от 167,8 до 300°C.

Литература

1. Таранова Л.В., Теплообменные аппараты и методы их расчета : учебное пособие / Л. В. Таранова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 198 с
2. Б.В. Яковлев. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения // Новости теплоснабжения, 2008 С. 357.
3. Коваленко, Л. М. Теплообменники с интенсификацией теплоотдачи / Л. М. Коваленко, А. Ф. Глушков. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 240 с

*А.Е. Куликов, студ.; И.А. Кабанова, к.т.н., доц.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ АППАРАТОВ

На текущем этапе развития человечества наблюдается тенденция непрерывного роста цен на ресурсы. Это связано с тем, что численность населения Земли с каждым годом увеличивается, а также с тем, что подавляющее большинство важных для человека природных ресурсов ограничены в своём количестве. Важной задачей на сегодняшний день является обеспечение более рационального использования энергоресурсов. Этого можно добиться путём модернизации производственных и промышленных схем с целью сбережения энергоресурсов. Одними из таких схем являются схемы с использованием теплоэнергетических аппаратов. В данных схемах имеется очень существенный недостаток, который способствует нерациональному использованию энергоресурсов, а именно потеря теплоты с уходящими газами. Дело в том, что в схемах с применением теплогенерирующих установок, в большинстве своём, дымовые газы, которые выбрасываются в атмосферу, несут в себе значительное количество теплоты.

Рассмотрим температуры уходящих газов на примере схем с применением котлоагрегата БГМ-35 и двухконтурного котла-утилизатора.

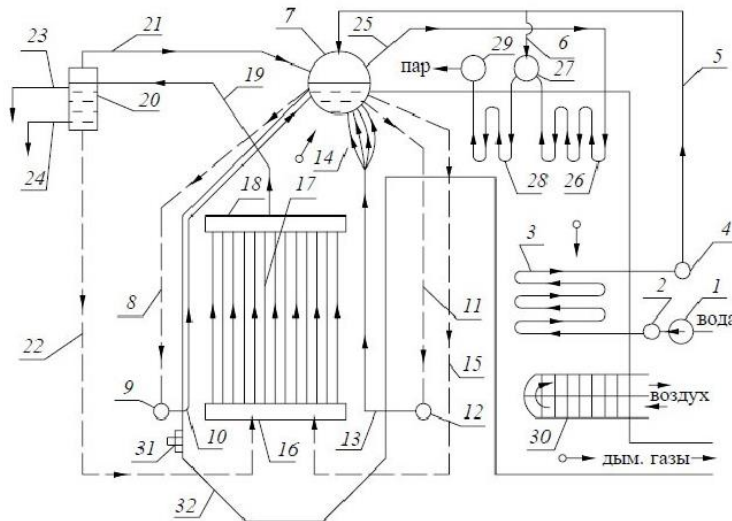


Рисунок 1 – Принципиальная схема работы котлоагрегата [4]:

1 – питательный насос; 2, 4 – коллекторы водяного экономайзера; 3 – водяной экономайзер; 5 – питательные линии; 6 – питательная линия к пароохладителю; 7 – барабан котла; 8, 11, 15, 22 – опускные трубы; 9 – нижний коллектор фронтального экрана; 10 – фронтальный экран; 12 – нижний коллектор заднего экрана; 13 – задний топочный экран; 14 – фестон; 16, 18 – нижний и верхний коллекторы левого бокового экрана; 17 – боковой экран; 19 – паропроводящие трубы; 20 – выносной циклон; 21 – паропроводящие линии; 23, 24 – непрерывная и периодическая продувка; 25 – паропровод; 26, 28 – пароперегреватель; 27 – пароохладитель; 29 – сборный коллектор перегретого пара; 30 – воздухоподогреватель; 31 – горелки; 32 – обмуровка.

В схеме котлоагрегата БГМ-35 дымовые газы, получаемые в результате горения, направляются сначала к ширмовому пароперегревателю, где отдают часть своей теплоты пару за счёт радиационно-конвективного теплообмена. После этого часть теплоты отдаётся пару за счёт конвективного пароперегревателя. Отдав часть теплоты пару в КПП, дымовые газы направляются к экономайзеру, где теплота передаётся нагреваемой воде. Затем дымовые газы поступают в воздухоподогреватель, где теплота передаётся к нагреваемому воздуху. После всех поверхностей нагрева дымовые газы очищаются и с помощью дымососа с температурой $150 \div 180$ °С удаляются в атмосферу через дымовую трубу.

В схеме ГТУ с котом-утилизатором отработавшие на газовой турбине дымовые газы направляются в пароперегреватель высокого давления, где отдают часть теплоты к пару. После него газы поступают в испарительные поверхности высокого давления, где их теплота затрачивается на испарение воды. Пройдя ИВД, дымовые газы поступают в ЭКВД, где нагревают воду. Далее дымовые газы направляются в пароперегреватель низкого давления. Отдав часть теплоты в ПЕНД, дымовые газы поступают в ИНД. Затем они направляются в ГПК, где часть теплоты дымовых газов расходуется на подогрев конденсата. После всех

поверхностей нагрева уходящие дымовые газы с температурой $100 \div 120$ °С удаляются в атмосферу.

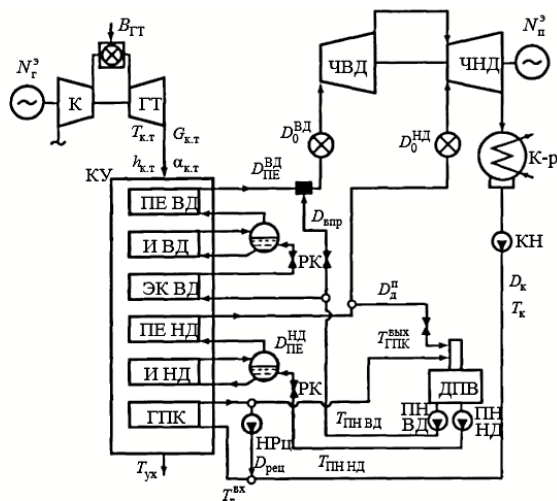


Рисунок 2 – Принципиальная схема с 2-хконтурным котлом-утилизатором [4]: К – компрессор; ГТ – газовая турбина; КУ – котёл-утилизатор; ПЕ ВД, ПЕ НД – пароперегреватели высокого и низкого давления; И ВД, И НД – испарительные поверхности высокого и низкого давления; ЭК ВД – экономайзер высокого давления; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ДПВ – деаэратор питательной воды; ЧВД, ЧНД – части высокого и низкого давления паровой турбины; К-р- конденсатор; КН – конденсатный насос; ПН ВД, ПН НД – питательные насосы высокого и низкого давления; НРЦ – насос рециркуляции; РК – регулирующий клапан.

Так температуры уходящих газов в обеих схемах лежат в пределах $100 \div 180$ °С и теплота уходящих газов, несмотря на применение различных поверхностей нагрева, остаётся значительной, что открывает возможность её дальнейшего применения на различные нужды.

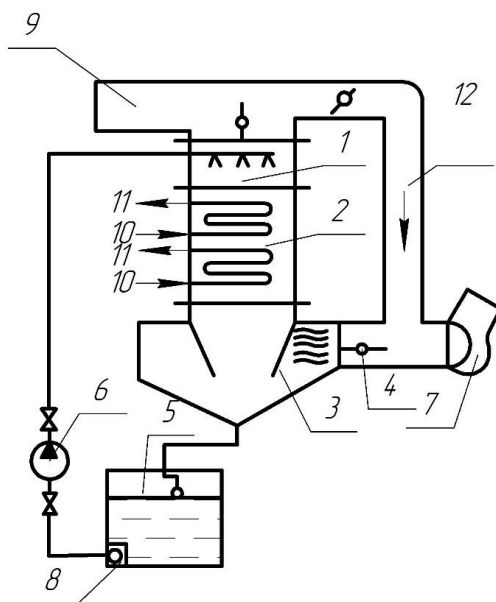


Рисунок 3 – Принципиальная схема контактного теплоутилизатора [1]:

1 – система орошения; 2 – блок насадок; 3 – сепаратор; 4 – заслонка; 5 – бак орошающей воды; 6 – насос; 7 – дымосос; 8 – фильтр; 9 – основной газоход; 10, 11 – вход и выход нагреваемой воды; 12 – байпасный газоход.

Проблема дальнейшей утилизации состоит в том, что применение утилизационных теплообменных поверхностей для этих целей является затруднительным и экономически неоправданным в связи с тем, что они имеют большие габариты, металлоёмкость и стоимость. Поэтому для дальнейшей эффективной реализации применения этой теплоты, целесообразно использовать контактные теплообменники с активной насадкой (КТАНЫ). Данные теплоутилизаторы позволяют добиться значительного снижения потерь теплоты с дымовыми газами.

Для определения эффективности использования данных аппаратов был выполнен тепловой расчёт по исходным данным, представленным в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Состав природного газа

Компонент природного газа	CO ₂ , %	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , %	C ₄ H ₁₀ , %	N ₂ , %
Величина	0,2	98,2	0,4	0,1	0,1	1

Таблица 2 – Параметры котлоагрегата

Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Величина
Паропроизводительность	D	кг/с	6,94
Коэффициент полезного действия котлоагрегата	η_k	%	93
Температура питательной воды	$t_{пв}$	°С	100
Температура перегретого пара	$t_{пп}$	°С	225
Давление перегретого пара	$P_{пп}$	МПа	1,4

В ходе данных расчётов использовались следующие основные формулы [3]
Расход топлива, м³/с:

$$B = \frac{Q_{КА}}{Q_P^P \cdot \eta_k}; \#(1)$$

Теплопроизводительность котлоагрегата, кВт:

$$Q_{КА} = D(h_{пп} - h_{пв}) + D_{пр}(h_{кв} - h_{пв}); \#(2)$$

Удельный объём продуктов сгорания, $\frac{м^3}{м^3}$:

$$V_{Г} = V_{Г}^0 + (\alpha_{ух} - 1)V_{В}^0; \#(3)$$

Количество утилизируемой теплоты, кВт:

$$Q = W_H \cdot (t''_{Ж} - t'_{Ж}) \cdot C''_{Ж} + G_{СКР} (d_H - d_K) \cdot C''_{Ж} \cdot t''_{Ж}; \#(4)$$

Количество нагретой воды на выходе из КТАНа, кг/с:

$$W_K = W_H + (d_H - d_K) \cdot G_{СКР} \#(5)$$

Таблица 3 – Результаты теплового расчёта

Параметр	В, м ³ /с	Q _{КА} , кВт	V _Г , м ³ /м ³	Q, кВт	W, кг/с
Величина	0,515	17075	13,360	1911,084	10,366

Таким образом, применение контактного теплоутилизатора позволяет получать значительное количество теплоты $Q = 1911,084$ кВт, которую в свою очередь можно применять на различные нужды, к примеру, как представлено в тепловой расчёте на подогрев воды в количестве $W_K = 10,366 \frac{кг}{с}$.

Литература

- Кудинов А.А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках. - Ульяновск: УлГТУ, 2000.-139 с.
- Ривкин С. Л. Термодинамические свойства газов: Справочник. — 4-е изд., перераб. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 288 с.: ил.
- Семёнов С. А., Литецкая Е. В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. Основы теории и проектирования контактных теплоутилизаторов: Учебно-методическое пособие / С. А. Семёнов, Е. В. Литецкая. – 2-е изд., исправл. и перераб. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2006. – 62 с.
- Фокин В. М. Теплогенераторы котельных. - М.: «Издательство Машиностроение-1», 2005.-160 с.: ил.

*Т.С. Любова, к.т.н., А.В. Разинкин студ.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

АНАЛИЗ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭНЕРГИИ

В современных условиях энергетики острота вопросов эффективности и экономичности использования различных видов топлива повышается. В России основные энергоресурсы производят тепловые электростанции, работающие на природном газе и угле, при этом природный газ составляет примерно 70% энергетического баланса страны. Однако ситуация в энергетическом секторе меняется, и тематика эффективности и экологичности производства электроэнергии сохраняет свою значимость. Потому критически важно развивать инновационные технологии и переходить на более современные методы энергообразования.

Когенерация, или совместное производство тепла и электроэнергии, представляет собой эффективную технологию, позволяющую значительно сократить затраты на энергопотребление и снизить выбросы углекислого газа. В контексте жилого комплекса, когенерационные установки могут обеспечить надежное энергообеспечение, оптимизируя использование ресурсов. В данной статье рассматриваются основные преимущества и вызовы внедрения когене-

рации в жилых комплексах, а также представлен анализ её экономической и экологической эффективности.

Когенерация основана на использовании топлива (например, природного газа) для одновременного производства электроэнергии и тепловой энергии. Основным компонентом когенерационной установки является двигатель или турбина, которая вырабатывает электричество. Отводимое тепло отработанных газов вместо того, чтобы выбрасываться в окружающую среду, используется для обогрева воды или воздуха, что позволяет достичь высокой общей эффективности.

К основным вызовам в сфере когенерационной выработки энергии можно отнести следующие аспекты:

1. Первоначальные инвестиции: Одним из основных препятствий для внедрения когенерации являются высокие стартовые затраты на оборудование и установку. Это может отпугнуть потенциальных инвесторов, даже несмотря на долгосрочные выгоды;

2. Технические сложности: Необходимость регулярного технического обслуживания и квалифицированного персонала для управления системами может адаптацию таких технологий более сложной для управления;

3. Регулирующие барьеры: В некоторых регионах законодательные и административные барьеры могут ограничивать внедрение когенерационных установок, что требует изменения нормативной базы для поддержки таких инициатив;

4. Эффективность использования: чтобы система была экономически выгодной, необходимо обеспечить стабильный спрос на как тепловую, так и электрическую энергию, что не всегда возможно;

5. Экологические аспекты: в некоторых случаях поиск баланса между экологическими стандартами и экономической эффективностью может вызывать сложности.

Полезно выделить технологии когенерации для использования в жилых комплексах

1. Экономическая эффективность: за счет более полного использования топлива, когенерация может снизить расходы на электричество и отопление для жителей. Более того, избыточную электроэнергию можно продавать обратно в сеть, что может стать дополнительным источником дохода.

2. Низкие выбросы: Снижение выбросов CO₂ происходит благодаря более эффективному использованию топлива и меньшей зависимости от внешних источников энергии. Это особенно актуально в свете текущих экологических стандартов.

3. Надежность и автономность: Когенерационные системы обеспечивают независимость от центральных сетей, что особенно важно в случае перебоев или отключений. Это улучшает надежность энергоснабжения для жителей.

4. Компактность: Современные когенерационные установки нередко обладают компактным дизайном, что позволяет интегрировать их в существующую

инфраструктуру жилых комплексов без значительных затрат на переоборудование.

Была выполнена оценка экономических и экологических характеристик когенерационной выработки

Экономический анализ когенерации в жилых комплексах должен учитывать как капитальные, так и операционные расходы. В то время как начальные инвестиции могут быть значительными, снижение затрат на электроэнергию и тепло может вести к одним из наиболее выгодных долгосрочных проектов. Согласно исследованиям, срок окупаемости когенерационных установок может составлять от 3 до 7 лет в зависимости от местных условий и стоимости энергии.

С экологической точки зрения, когенерация существенно снижает углеродный след комплекса. Сокращение потребления ископаемого топлива и выбросов CO₂ способствует достижению целей устойчивого развития и улучшению качества жизни жителей за счет меньшего загрязнения воздуха.

Когенерация для жилых комплексов представляет собой перспективное направление, которое сочетает в себе экономическую эффективность, энергетическую независимость и экологическую устойчивость. Несмотря на существующие препятствия и вызовы, такие как высокие начальные затраты и необходимость в квалифицированном обслуживании, долгосрочные преимущества могут значительно перевесить первоначальные издержки. Оптимизация законодательной базы и предоставление экономических стимулов могут ускорить внедрение когенерационных систем, способствуя созданию более устойчивых и энергоэффективных жилых комплексов.

Литература:

1. Кудинов А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: учеб. пособие / А.А. Кудинов. – М.: ИНФРА-М, 2018. – 325 с. – (Высшее образование: Бакалавриат).
2. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний. — М.: Издательский дом МЭИ, 2013. — 648 с.: ил.

*Г.Ю. Новиков, к.т.н., доц.; Н.С. Козлов, студ.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Теплоснабжение является важным аспектом функционирования любого предприятия, обеспечивая комфортные условия для работы сотрудников и технологические процессы. В современных условиях, когда акцент развития народного хозяйства смещается на обеспечение энергоэффективности и устойчивых темпов развития, теплоснабжение предприятий сталкивается с рядом новых вызовов и возможностей. К ним относятся

1. Энергоэффективность

Одной из главных тенденций в теплоснабжении является стремление к повышению энергоэффективности. Это достигается за счет внедрения современных технологий, таких как:

Модернизация систем отопления: Замена старых котлов на более эффективные модели, использование автоматизированных систем управления, которые позволяют оптимизировать работу оборудования в зависимости от температуры окружающей среды и потребностей производства.

Изоляция и теплоизоляционные материалы способствуют улучшению теплоизоляции зданий помогает снизить потери тепла, что, в свою очередь, снижает потребление энергии.

2. Использование альтернативных источников энергии

С учетом глобальных тенденций к снижению углеродного следа, предприятия все чаще обращаются к альтернативным источникам энергии.

3. Автоматизация и цифровизация

Современные системы теплоснабжения все чаще интегрируют цифровые технологии. Системы мониторинга и управления позволяют в реальном времени отслеживать потребление тепла, выявлять утечки и оптимизировать работу систем. Подключенные к интернету технологические системы могут обмениваться данными и автоматически регулировать параметры работы оборудования.[1]

4. Устойчивое развитие и экология

Современные предприятия должны учитывать экологические аспекты своего функционирования. Снижение выбросов CO₂: Переход на более чистые источники энергии и модернизация оборудования позволяют существенно сократить углеродный след. Реализация проектов по утилизации Waste heat recovery systems (WHR) позволяет использовать избыточное тепло для других процессов, что увеличивает общую эффективность системы.

5. Регулирование и стандарты

Современные условия теплоснабжения определяются требованиями законодательства. Предприятия обязаны проводить аудит своих энергетических ресурсов и разрабатывать планы по их оптимизации, создавая по возможности стимулы для использования возобновляемых источников [4]

6. Интеграция с другими системами

Современные системы теплоснабжения все чаще интегрируются с другими инженерными системами здания. К ним относятся системы вентиляции и кондиционирования: Объединение систем отопления и вентиляции позволяет оптимизировать потребление энергии и улучшить качество воздуха в помещениях. Использование технологий «умного дома» позволяет автоматизировать управление всеми системами, включая отопление, что приводит к более эффективному использованию ресурсов.

7. Гибкие схемы теплоснабжения

С учетом изменчивости потребностей предприятий, гибкие схемы теплоснабжения становятся все более актуальными. Они позволяют легко адаптировать мощность системы к текущим потребностям, что особенно важно для се-

зонных колебаний потребления энергии. В некоторых случаях целесообразно использовать локальные источники тепла, такие как котельные на биомассе или солнечные установки, что снижает зависимость от центральных сетей [1].

8. Финансирование и инвестиции

Внедрение современных технологий в теплоснабжении требует значительных инвестиций. При этом приоритетной является финансовая поддержка для предприятий, переходящих на энергоэффективные технологии. Привлечение частных инвесторов для реализации проектов по модернизации систем теплоснабжения может стать важным фактором их развития.

9. Мониторинг и анализ данных

Использование аналитических инструментов для мониторинга работы систем теплоснабжения позволяет выявить узкие места в системе и оптимизировать её работу. С помощью аналитики можно предсказывать изменения в потреблении тепла, что позволяет заранее адаптировать систему под изменяющиеся условия энергопотребления [2].

10. Энергоаудит

Проведение энергоаудита помогает выявить неэффективные участки в системе теплоснабжения и определить возможности для улучшения. Разработка рекомендаций: на основе результатов аудита можно разработать план по модернизации и оптимизации системы.

11. Инновационные технологии

К подобным технологиям в теплоэнергетике можно отнести тепловые насосы: Эти устройства могут использовать тепло из окружающей среды (воздуха, воды или земли) для отопления, что делает их эффективным решением. Еще одной инновацией является создание аккумуляторов тепла. Системы накопления тепла позволяют сохранять избыточное тепло для его использования в пиковые часы потребления, что снижает нагрузку на сеть [3].

12. Обратная связь с пользователями

Это направление предполагает:

Вовлечение персонала в процессы управления энергией и теплоснабжением может повысить осведомленность о важности энергосбережения. А также получение отзывов от пользователей о качестве теплоснабжения помогает выявлять проблемы и улучшать сервис

13. Стратегическое планирование

Разработка стратегий по модернизации систем теплоснабжения с учетом будущих потребностей и технологических трендов. Оценка потенциальных рисков, связанных с изменениями климата и энергетическими кризисами, поможет подготовиться к возможным вызовам.

14. Кросс-функциональное сотрудничество

Взаимодействие между отделами: Эффективное сотрудничество между техническими, финансовыми и управленческими подразделениями предприятия может привести к более комплексному подходу к вопросам теплоснабжения. Партнерство с внешними организациями: Сотрудничество с другими ком-

паниями и научными учреждениями может способствовать обмену опытом и внедрению инновационных решений.

Таким образом, современные подходы к теплоснабжению предприятий требуют интеграции множества факторов — от технологий до управления и экологии. Осуществляемое с учетом этого устойчивое развитие, инновации и стратегическое планирование становятся ключевыми аспектами, определяющими успешность системы теплоснабжения в условиях быстро меняющихся технологий и условий осуществления промышленного производства. Эффективное управление тепловыми ресурсами не только способствует снижению затрат, но и создает основу для устойчивого экономического роста.

Литература

9. Теплоснабжение и тепловые сети / Вафин Д. Б.
10. Комплексная оптимизация теплоснабжения / Юфа А. И., Носулько Д. Р.
11. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. / А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев, А.В. Клименко и др.; под ред. А.В. Клименко. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Издательство МЭИ, 2021. - 504 с..
12. Материалы для проектирования котельных и современных систем отопления / Адольф Мировски, Гжегож Ланге, Ирэнеуш Елень.

*Г.Ю. Новиков, доцент, к.т.н., Е.Г. Новикова студ.
(филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске)*

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ЗДАНИЙ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЖИЛОЙ ЗАСТРОЙКИ ЗА СЧЕТ ТЕПЛООВОГО НАСОСА

Проблематика использования нетрадиционной энергетики вызывает большой интерес в силу ограниченности традиционных органических источников энергии и экологических проблем, связанных с выбросами дымовых газов. Недостаточная надежность и дороговизна наиболее доступных с точки зрения ресурсной базы нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, а именно солнечных и ветроэнергетических систем, позволяет говорить, об их практическом использовании преимущественно в комбинированных автономных энергосистемах с одной стороны. А, с другой стороны, создает возможность для практического использования систем нетрадиционной энергетики использующих низкопотенциальные источники. В них существенным образом компенсируются отмеченные недостатки. Однако, величина мощности, генерируемой с их помощью, существенно уступает значениям характерным для солнечной и ветроэнергетики. Он это не является критичным в случае энергообеспечения зданий индивидуальной жилой застройки, особенно при включении их в комбинированные энергосистемы.

Возможным эффективным направлением использования теплонасосных систем является горячее водоснабжение зданий жилого и производственного назначения. По объемам тепловых затрат оно сопоставимо с отоплением указанных зданий. При этом широким является перечень источников низкопотенциального тепла, среди которых наряду с естественными можно выделить и ис-

кусственные: канализационные стоки, удаляемый вентиляционный воздух и промышленные отходы. Таким образом тепловые насосы выступают удачным посредником между потребностями в тепловой энергии и большим набором низкопотенциальных источников, создаваемых городской инфраструктурой. Помимо это, утилизируемые бытовые и тепловые отходы локально снижают экологическую нагрузку на окружающую среду [2].

Нами была рассчитана система энергообеспечения жилого здания с использованием теплового насоса источником низкопотенциальной энергии для которого являются тепло грунта. Для климатических условий г. Смоленск общая тепловая нагрузка на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию составила 22кВт. Теплонасосная установка работает в моноэнергетическом режиме - для покрытия пиков нагрузки используется электрический подогреватель, который может поддерживать отопление и приготовление горячей расходной воды.

В качестве системы отопления выбрана система «теплый пол» и интегрированные в систему вентиляции фанкойлы. На первом этаже используются потолочные фанкойлы, на втором этаже встроенные в пол (расположенные под окнами). Они позволяют оперативно производить регулирование температуры воздуха в помещении. Водяной теплый пол значительно экономичнее радиаторных систем и требует более низких параметров теплоносителя, кроме того, он обеспечивает максимальный комфорт, экономичность и надежность, недостижимые для других систем отопления. Теплоотдача происходит с обширной поверхности пола с относительно низкой температурой. При этом обеспечивается более равномерное горизонтальное и вертикальное распределение тепла. Система полностью скрыта, что позволяет максимально использовать помещение и реализовывать оригинальные дизайн-проекты. Современные системы напольного отопления позволяют использовать различные конструктивные решения. Тепловая труба может находится в бетонной стяжке, служащей для равномерного распределения тепла

Испаритель теплонасосной установки для защиты от замерзания и повреждения заполняется раствором антифриза (различные гликоли, спирты), т.к. температуры, возникающие в контуре хладагента, требуют морозоустойчивости рассола от $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$. Зависимость температуры замерзания рассола от концентрации этиленгликоля представлена на рис. 1

Испаритель ТНУ для защиты от замерзания и повреждения заполняется раствором антифриза (различные гликоли, спирты), т.к. температуры, возникающие в контуре хладагента, требуют морозоустойчивости рассола от $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$. Зависимость температуры замерзания рассола от концентрации этиленгликоля представлена на рис. 1

Исходя из представленных на рынке веществ и растворов, учитывая их эксплуатационные свойства и стоимость, принят 30% водный раствор этиленгликоля.

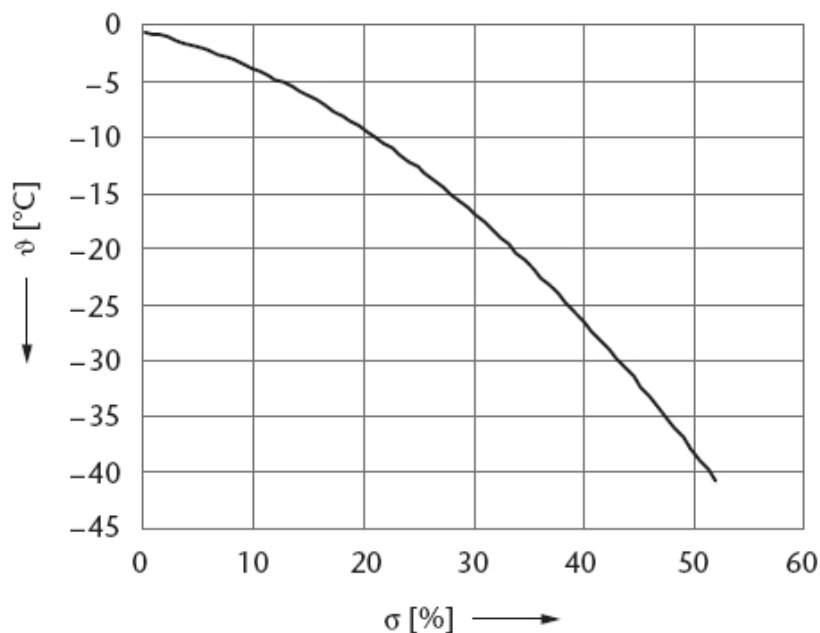


Рис. 1 – Температурная кривая замерзания смеси моноэтиленгликоль/вода в зависимости от концентрации (σ -объёмная концентрация, %, θ -температура замерзания, °C)

Исходя из представленных на рынке веществ и растворов, учитывая их эксплуатационные свойства и стоимость, принят 30% водный раствор этиленгликоля.

Горизонтальный грунтовой теплообменник устраивается рядом с домом на глубине 1,8м (ниже уровня промерзания грунта в зимнее время). Использование горизонтальных грунтовых теплообменников ограничено размерами имеющейся площадки. Мощность теплосъема для района проектирования составляет 20-25 Вт/м² (при шаге размещения труб 0,5-0,7м) В условиях Смоленской области температурный потенциал грунта на глубине 2 метра находится на уровне от 4,7°C до 12,2 °C.

Расчет горизонтального коллектора проведем при минимальной температуре грунта [1].

Скорость движения теплоносителя в одном контуре грунтового коллектора при расчете на 6 контуров по 100м, м/с :

$$\omega = \frac{G_v}{\pi \cdot d^2 \cdot 6} = \frac{0,0011}{3,14 \cdot 0,026^2 \cdot 6} = 0,086 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (1)$$

Коэффициент теплоотдачи со стороны теплоносителя:

$$\alpha = Nu \cdot \lambda / d_{BH} = 3,89 \cdot 0,465 / 0,026 = 69,6 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}} \quad (2)$$

Плотность теплового потока для цилиндрической стенки:

$$q_l = \frac{\pi \cdot \Delta t}{\frac{1}{\alpha_1 d_{BH}} + \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_H}{d_{BH}}} \quad (3)$$

$$q_l = \frac{3,14 \cdot (4,7 - (-1,5))}{\frac{1}{69,6 \cdot 0,26} + \frac{1}{2 \cdot 0,502} \ln \frac{0,032}{0,026}} = 25,87 \frac{\text{Вт}}{\text{м}}$$

Необходимая длина труб грунтового коллектора:

$$L = \frac{Q_0}{q_l} = \frac{22191}{25,87} = 857,8 \text{ м} \quad (4)$$

Выбираем для установки 9 петель по 100м каждая. Необходимая площадь участка при шаге укладки $h = 0,8$ м:

$$S = l' \cdot \square = 100 \cdot 9 \cdot 0,8 = 720 \text{ м}^2 \quad (5)$$

Для получения максимального теплосъема использовать эту территорию можно только под газон или цветник, чтобы обеспечить поток солнечной радиации.

Выполненные расчеты однозначно доказывают практическую применимость тепловых насосов для энергообеспечения индивидуальных жилых зданий в климатических условиях Смоленской области.

Литература:

1. Кропис Ю.Н., Муравейников С.С., Никитин А.А., Рябова Т.В., Сулин А.Б., Тепловые насосы– СПб: Университет ИТМО, 2022 –76 с.
2. Трубаев П.А. Тепловые насосы: учеб. Пособие / П.А. Трубаев, Б.М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ, 2010 – 143 с.

*В.А. Чернов к.т.н., доц.; М.А. Кисляков, ст. преп.;
(Филиал ФГБОУ ВО «НИУ» МЭИ» в г. Смоленске)
Е.В. Кислякова к.п.н., доц.; В.В. Чернов, студ.
(ФГБОУ ВО «Смоленский государственный университет»)*

ПРИМЕНЕНИЕ ДИАГРАММЫ ШУХАРТА ПРИ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ДИАГНОСТИКЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для диагностики силовых маслонаполненных трансформаторов в настоящее время используется большое количество методов. Все методы можно условно разделить на две группы: методы, проводимые на работающем трансформаторе, и методы, реализуемые на выключенном трансформаторе.

Методы диагностики, проводимые на работающем трансформаторе, имеют ряд преимуществ. Во-первых, не требуется вывода трансформатора в ремонт, что ускоряет процесс диагностики по времени и позволяет обследовать большее число трансформаторов за короткий промежуток времени. Во-вторых, уменьшается межпроверочные интервалы, что увеличивает вероятность обнаружения дефектов на более ранней стадии их развития.

В связи с этим широкое распространение получили такие методы диагностики, как хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле и тепловизионная диагностика, которые проводятся на работающем оборудовании.

Тепловизионные методы диагностики заключаются в дистанционном измерении температурного поля поверхности трансформатора и последующем анализе термограмм для обнаружения дефектов. На наличие дефектов указывают зоны с более высокими температурами, чем температуры большей части поверхности бака трансформатора.

Наряду с явными преимуществами (проводится в процессе эксплуатации, возможность документирования обнаруженных дефектов), тепловизионная диагностика обладает рядом недостатков: не достаточная чувствительность при диагностике трансформаторов, так как исследуется температурное поле поверхности бака, тогда как дефекты могут располагаться внутри трансформатора и не приводить к значительному перегреву поверхности.

Используя специальные методики обработки данных, полученных при тепловизионном контроле, появляется возможность повысить чувствительность данного метода и увеличить точность обнаружения дефектов на более ранней стадии их развития.

Одним из таких методов может быть метод построения диаграммы Шухарта (контрольная карта Шухарта). Диаграмма – это графическое представление информации, которое применяют для сравнения нескольких величин или нескольких значений одной величины. Контрольная карта – это график, на который наносят в установленном порядке значения статистического показателя в последовательности выборок (контрольных процедур), используемый для управления процессом и снижения изменчивости процесса.

Контрольная карта Шухарта – это контрольная карта с контрольными границами Шухарта, предназначенная для разделения причин изменчивости контролируемой характеристики на случайные или специальные. Применение контрольных карт Шухарта основано на сопоставлении результатов контрольных процедур с установленными нормативами контроля: пределами действия (устанавливаемыми для доверительной вероятности $P = 0,997$) и пределами предупреждения (для доверительной вероятности $P = 0,95$).

Применение диаграммы Шухарта при анализе термограмм позволяет выявить статистическое отклонение температуры по заданному профилю верхних слоев масла и показывает:

1. Величину вероятности появления теплового дефекта, который определяет неравномерность распределения температур в трансформаторе, имеет значение отличное от нуля.
2. Выход за пределы статистического регулирования температурного режима трансформатора.
3. Распределение температур, характеризующее интенсивность теплового дефекта, не выходящего за пределы $\pm 3\sigma$.

Рассмотрим применение метода построения диаграммы Шухарта на примере силового маслонаполненного трансформатора, установленного на одном из предприятий Смоленской области. В рамках проведения комплексного диагностического обследования для трансформатора проводилась тепловизионная

диагностика. Контролируемая поверхность бака трансформатора и соответствующая термограмма представлены на рисунке 1.

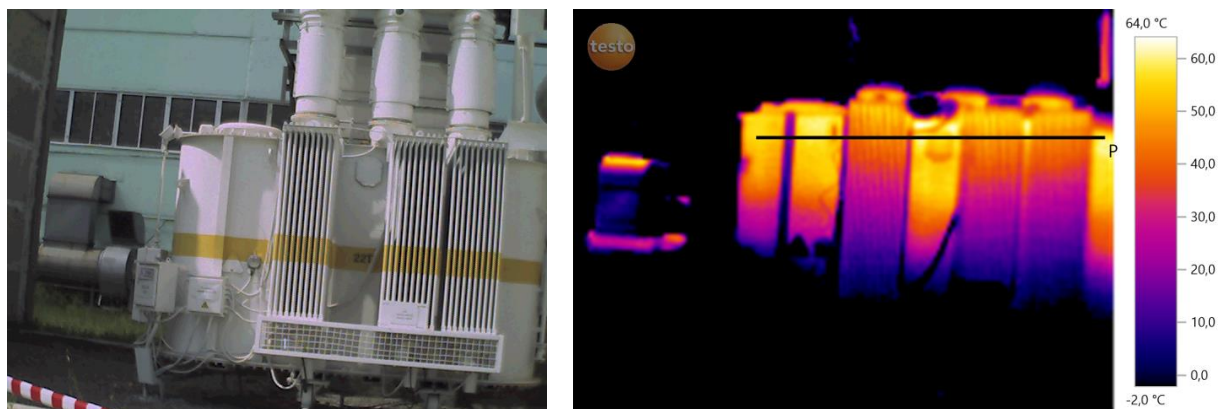


Рис. 1. Контролируемая поверхность бака трансформатора и соответствующая термограмма

Распределение температур в контролируемом сегменте (по указанному на рисунке 1 температурному профилю «Р») представлено на рисунке 2.

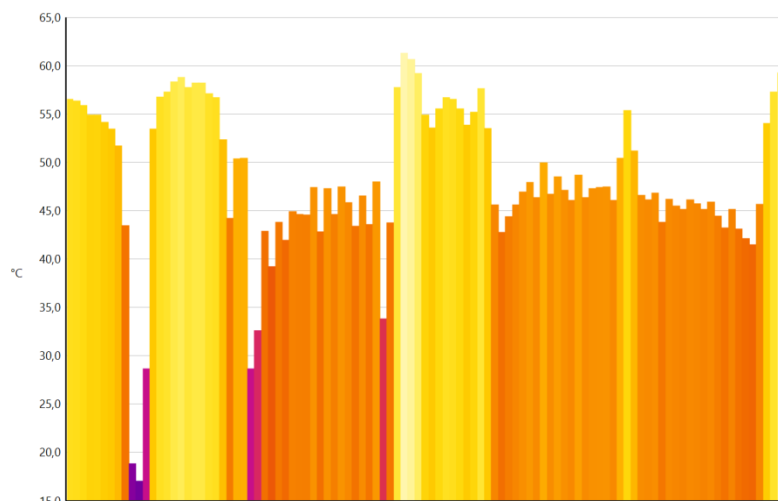


Рис. 2. Распределение температур в контролируемом сегменте

Анализ термограммы (рис. 1) и распределение температуры по профилю «Р» верхней части трансформатора (рис. 2), показывает, что распределение температур имеет практически равномерный характер и не обнаруживает наличия температурного дефекта.

Диаграмма Шухарта построенная для температурного профиля «Р» (рис. 3), указывает на присутствие термического дефекта, так как статистическое отклонение температуры, хотя и соответствует среднему отклонению σ , и не выходит за пределы 2σ , но близко приближается к нему.

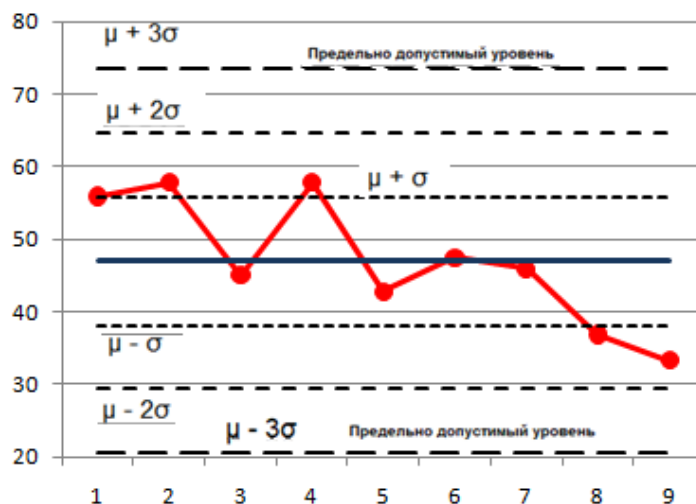


Рис. 3. Диаграмма Шухарта

Для подтверждения и численного определения вероятности наличия дефекта в трансформаторе удобно использовать методологию определения показателя качества исследуемого объекта, который рассчитывается из основных положений практической квалиметрии.

Такие подходы позволяют рассчитать полную степень дефектности, которая определяет вероятность наличия дефекта в трансформаторе:

$$P = P_{Z_1} + P_{Z_2} = 100 \cdot [\Phi(Z_1) + \Phi(Z_2)] = 82,9\%$$

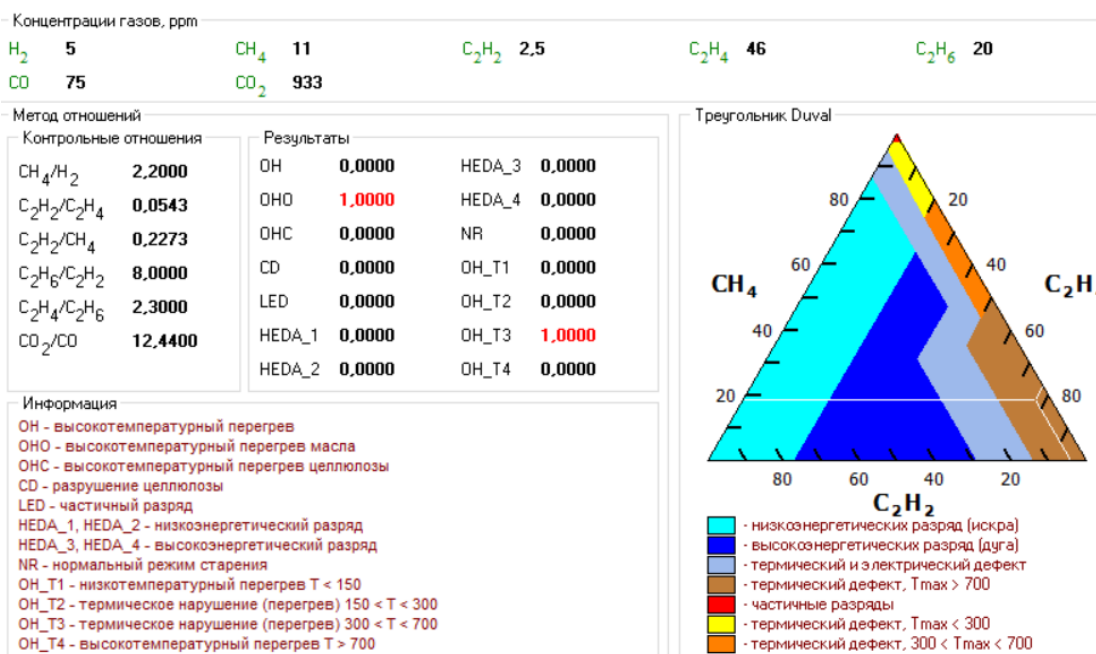


Рис. 4. Анализ растворенных в трансформаторном масле газов методами треугольника Duval'я (FIST-31) и метода отношения концентраций газов (МЭК)

Таким образом, полная степень дефектности для рассматриваемого температурного профиля составляет 82,9%, что свидетельствует о присутствии в объеме трансформатора температурного дефекта.

Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле, также подтверждает наличие термического дефекта. Метод треугольника Duval'я (рисунок 4) указывает на развитие термического дефекта с локальной температурой более 700°C в объеме изоляционной системы трансформатора. Метод отношений концентраций газов (рисунок 4) указывает на присутствие высокотемпературного перегрева масла и термического нарушения (перегрев) с температурой от 300°C до 700°C .

Таким образом, анализ термограмм методом построения диаграммы Шухарта позволяет повысить точность тепловизионного контроля и определить наличие теплового дефекта, даже при его незначительном проявлении на поверхности бака трансформатора.

Литература

1. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. РД 153-34.0-20.363-99.
2. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.302-00.
3. В.А. Чернышев, М.А. Кисляков, В.А. Чернов и др. Диагностическая система ЭКСИСО, предназначенная для оценки состояния изоляционной системы маслонаполненного оборудования // Вестник Мурманского государственного технического университета. 2015. Т. 18. № 4. С. 729-739.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

1. *Андреенков Е.С., Питерский Н.С. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМУМА УЩЕРБА ОТ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ* 3
2. *Андреенков Е.С., Иванова А.А., Крошин Г.А. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НЯПРЯЖЕНИЙ 35 кВ* 8
3. *Андреенков Е.С., Долецкая Л.И., Певцова Л.С. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫБОРА РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ В СЕТЯХ 6(10) кВ* 13
4. *Андреенков Е.С., Мартынов А.О., Захаров В.О., Кинденкова И.С. АНАЛИЗ ПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ В СИСТЕМЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ* 15
5. *Вайтеленок Л.В., Ковалев А.И. АНАЛИЗ И СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ* 19
6. *Вайтеленок Л.В., Лемешева А.А. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ* 25
7. *Вайтеленок Л.В. АЛГОРИТМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЗНАЧЕНИЯ ТОКА ДЛЯ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ С ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ* 29
8. *Дубровская Т.И., Ковженкин В.С., Певцова Л.С. ВОПРОСЫ КОНТРОЛЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ОПОРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ* 33
9. *Дубровская Т.И., Петров В.С. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ* 36
10. *Магидов Р.Е., Соколов И.Н. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОМПЛЕКСОВ ВИБРАЦИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИВОДНЫХ МАШИН* 40
11. *Назаров А.А., Голдесов Д.Н., Захаров В.О. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТАХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ* 46
12. *Назаров А.А., Кавченков В.П., ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА АНАЛИЗА ИЕРАРХИЙ В ЗАДАЧАХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ* 50

13. Певцова Л.С., АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 54
14. Соколов И.Н., Магидов Р.Е. СОСТАВ И СТРУКТУРА КОМПЛЕКСОВ ВИБРАЦИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ, МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИВОДНЫХ МАШИН 57
15. Солопов Р.В., Захаров В.О., Баранова Д.И. МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРОВ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ SIMINTECH ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 62
16. Солопов Р.В., Разживайкина М.С. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ КОМПОНОВОК КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 67

СЕКЦИЯ 2 ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

1. Баловнев Д.И., Вавиленков М.А., Данилов П.А. ПРИМЕНЕНИЕ ВИБРОАКУСТИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ СКРЫТЫХ ДЕФЕКТОВ РОТОРА И СТАТОРА 72
2. Баловнев Д.И., Сенченков И.Р., Хохлов Д.А. СОВРЕМЕННЫЕ И КЛАССИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УЛУЧШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИНАХ 75
3. Баловнев Д.И., Хохлов Д.А., Сенченков И.Р. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 80
4. Баловнев Д.И., Данилов П.А., Вавиленков М.А. ОЦЕНКА СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН НА ОСНОВЕ 3D-МОДЕЛИ 84
5. Барышников В.А., Дядев И.М. СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОДНОКОНТУРНОЙ СИСТЕМЫ ПОДЧИНЁННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КООРДИНАТ С ОБРАТНЫМИ СВЯЗЯМИ ПО СКОРОСТИ 88
6. Кудряшов А.С., Федотов В.В., Рожков В.В. РАСЧЕТ МАГНИТОПРОВОДА ДАТЧИКА ТОКА НА ЭФФЕКТЕ ХОЛЛА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ЗАДАЧАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ 93
7. Курилин С.П., Фролов В.С. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВРЕЖДЕНИЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЦЕПИ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ 98
8. Ларькина Т.С., Маненков С.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ЗНАЧЕНИЕ ТОКА В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЦЕПИ 102
9. Максимкин В.Л., Шулакова Д.А. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ БЕСКОЛЛЕКТОРНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА ПОСТОЯННЫХ МАГНИТАХ 105

- | | | |
|-----|--|-----|
| 10. | <i>Рожков В.В., Федотов В.В. ПРОБЛЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ГЕНЕРАТОРА ПЕРЕДВИЖНЫХ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПИТАНИЯ СЕКЦИЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ</i> | 108 |
| 11. | <i>Тарасов А.А., Федотов В.В., Рожков В.В. ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ГАРМОНИК ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ В РЕЖИМЕ РЕКУПЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА С АКТИВНЫМ ВЫПРЯМИТЕЛЕМ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПАРАМЕТРОВ СЕТИ</i> | 111 |
| 12. | <i>Хорошайлова М.В., Пирогов А.А., Демихова А.С. СХЕМА ВЫПРЯМИТЕЛЯ ДЛЯ ДИНАМИЧЕСКОГО УЛУЧШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ СБОРА ВНЕШНЕЙ РАДИОЧАСТОТНОЙ ЭНЕРГИИ</i> | 115 |
| 13. | <i>Чернявский А.А., Федотов В.В., Рожков В.В. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЖЕСТКОСТИ СОЕДИНИТЕЛЬНОЙ МУФТЫ МЕЖДУ МЕХАНИЗМОМ И ШАГОВЫМ ДВИГАТЕЛЕМ НА ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ МЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕМЕННЫХ</i> | 119 |

**СЕКЦИЯ 3
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА**

- | | | |
|----|---|-----|
| 1. | <i>Галковский В.А., Самуйлов И.С. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ВЫБОРА ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ</i> | 125 |
| 2. | <i>Галковский В.А., Журавлев А.О. О РАСЧЕТЕ ПАРАМЕТРОВ СВЕТОПРОПУСКАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ УДЕЛЬНОЙ ОТОПИТЕЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗДАНИЙ</i> | 129 |
| 3. | <i>Галковский В.А., Новикова Е.Г. ПРОБЛЕМАТИКА ПРИМЕНЕНИЯ НЕКАЧЕСТВЕННОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СИСТЕМАХ ОТОПЛЕНИЯ</i> | 131 |
| 4. | <i>Кабанова И.А., Лазуков С.А. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ</i> | 134 |
| 5. | <i>Кабанова И.А., Семенкова Е.А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕРЫВИСТОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ</i> | 138 |
| 6. | <i>Кабанова И.А., Аскаленок К.П., Сенина А.В. ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА РЕЦИРКУЛЯЦИИ НА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ В СУШИЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ</i> | 142 |
| 7. | <i>Кабанова И.А., Германов М.А., Кондудин Е.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АБХМ В СОСТАВЕ ВОЗДУХОРАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК</i> | 146 |
| 8. | <i>Кабанова И.А., Мудрякова А.И. СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ ЗДАНИЙ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАСТРОЙКИ</i> | 150 |
| 9. | <i>Киселева А.И., Голузова И.В., Ткачева У.А., Лобанов С.М. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ</i> | 154 |

ЭНЕРГИИ В РОССИИ

10. *Киселева А.И., Голузова И.В., Ткачева У.А., Лобанов С.М. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ* 159
11. *Колесов Н.А., Галковский В.А. ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА КОЖУХОТРУБЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ* 163
12. *Куликов А.Е., Кабанова И.А. УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ АППАРАТОВ* 166
13. *Любова Т.С., Разинкин А.В. АНАЛИЗ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭНЕРГИИ* 170
14. *Новиков Г.Ю., Козлов Н.С. ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ* 172
14. *Новиков Г.Ю., Новикова Е.Г. ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ЗДАНИЙ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЖИЛОЙ ЗАСТРОЙКИ ЗА СЧЕТ ТЕПЛОВОГО НАСОСА* 175
15. *Чернов В.А., Кисляков М.А., Кислякова Е.В., Чернов В.В. ПРИМЕНЕНИЕ ДИАГРАММЫ ШУХАРТА ПРИ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ДИАГНОСТИКЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ* 178

Научное издание

ЭНЕРГЕТИКА, ИНФОРМАТИКА, ИННОВАЦИИ – 2024

(электроэнергетика, электротехника, теплоэнергетика)

Сб. трудов XIV Межд. науч.-техн. конф.

Сборник трудов в 3-х томах

Том 1

Подписано в печать 13.11.2024 г.

Формат 60x84¹/₁₆. Тираж 100 экз. Печ. л. 19,75 Усл. печ. л. 11, 7.

Издательство «Универсум»

Отпечатано в издательском секторе филиала МЭИ в г. Смоленске

214013 г. Смоленск, Энергетический проезд, 1

ISBN 978-5-91412-539-1



9 785914 125391