

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Новосибирск
2024

Всероссийская научная
конференция молодых ученых

НАУКА ТЕХНОЛОГИИ ИННОВАЦИИ

Сборник
научных трудов

Часть 4

г. Новосибирск, 04-08 декабря 2023 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

НАУКА ТЕХНОЛОГИИ ИННОВАЦИИ

**XVII Всероссийская научная конференция молодых ученых
г. Новосибирск, 04-08 декабря 2023 г.**

**Сборник научных трудов
в 11-и частях**

Часть 4

НОВОСИБИРСК
2024

УДК 62(063)
ББК 72.5я431
Н34

Н34 НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ: XVII Всероссийская научная конференция молодых ученых (г. Новосибирск, 04-08 декабря 2023 г.) // Сборник научных трудов в 11 ч. / Под ред. Соколовой Д.О. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2024.

ISBN 978-5-7782-5128-1
Часть 4: – 254 с.
ISBN 978-5-7782-5132-8

В сборнике опубликованы материалы научных исследований, представленных на XVII Всероссийской научной конференции молодых ученых.

В части 1 сборника представлены материалы по направлению «Информатика, автоматика, вычислительная и измерительная техника». В части 2 сборника представлены материалы по направлению «Информационные технологии математического моделирования и обработки данных». В части 3 сборника представлены материалы по направлению «Технология, оборудование и автоматизация машиностроительных производств. Материаловедение, технологические процессы и аппараты». В части 4 сборника представлены материалы по направлению «Энергетика». В части 5 сборника представлены материалы по направлению «Электротехника, электромеханика и электротехнологии». В части 6 сборника представлены материалы по направлению «Электроника и биомедицинская техника». В части 7 сборника представлены материалы по направлению «Экономика и управление». В частях 8 и 9 сборника представлены материалы по направлению «Гуманитарные науки и современность». В части 10 сборника представлены материалы по направлению «Актуальные проблемы авиаракетостроения». В части 11 сборника представлены материалы по направлению «Экология и техносферная безопасность».

УДК 62(063)
ББК 72.5я431

ISBN 978-5-7782-5132-8 (Ч.4)
ISBN 978-5-7782-5128-1

© Коллектив авторов, 2024
© Новосибирский государственный
технический университет, 2024

Секция СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ,
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

**ИНДЕКС ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ
ОБЪЕКТОВ 6(10)-35 КВ КАК ИНСТРУМЕНТ ПРИНЯТИЯ
РЕШЕНИЙ ПО ПРИОРИТИЗАЦИИ РЕМОНТОВ**

Ю.И. Богомолова, В.М. Левин

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, bogomolk007@gmail.com**

Научный руководитель: Левин В.М., д.т.н., зав. каф. АЭЭС

Выполнена приоритизация ремонтов ТП 6(10) кВ в системе электроснабжения нефтепромысла по фактическим значениям индексов технического состояния объектов на основе актуальных данных эксплуатации с применением разработанной методики.

The prioritization of repairs of TS 6(10) kV in the oilfield power supply system according to the actual values of the indices of the technical condition of objects based on current operational data using the developed technique was carried out.

Введение. Стратегия ремонтов по техническому состоянию электрооборудования (ЭО) регламентирована [1] как одна из нормативных наряду со стратегией ремонтов по фиксированной периодичности, наработке (ППР). Документом [2] утвержден инструментарий интегральной оценки технического состояния основного технологического ЭО и линий электропередачи электростанций и электрических сетей, который определил методические подходы к выбору вида, состава и стоимости технического воздействия на объект. Появление соответствующей нормативной методики расширило область применения стратегии ремонтов по техническому состоянию, но только до известных пределов. Это связано с тем, что положения базовой методики распространяются лишь на ограниченную часть электросетевого оборудования – силовые трансформаторы 110 кВ и выше, линии электропередачи 35 кВ и выше. Таким образом, из зоны влияния методики исключено оборудование распределительных сетей 6(10)-35 кВ. В тоже время именно сети данного класса напряжения имеют наибольший процент износа и являются фактором влияния на надежность электросетевого комплекса в целом [3]. Рядом сетевых организаций в настоящее время ведется работа по формированию собственных методик расчета индекса технического состояния

оборудования 6(10)-35 кВ с учетом специфики его технического обслуживания и ремонта (ТОиР). Это открывает возможности для нормативного управления ремонтами ЭО со стратегией по техническому состоянию на основе ИТС.

Методика оценки ИТС объектов 6(10)-35 кВ. При участии авторов разработана непротиворечащая базовой методика интегральной оценки технического состояния электросетевых объектов 6(10)-35 кВ. В условиях отсутствия нормативных требований для каждого типа объектов 6(10)-35 кВ были установлены перечни функциональных узлов, группы параметров состояния с привязкой к ним методов контроля и диагностирования, определены принципы формирования системы весовых коэффициентов и балльных оценок [4].

В разработанной методике узловой метод оценки технического состояния заменен на агрегатный, что более сочетается с отечественной практикой технического обслуживания и ремонта (ТОиР) подобных объектов. В качестве объектов, для которых количественно рассчитывается индекс технического состояния (ИТС) фигурируют подстанции (ТП, КТП) и линии электропередачи (ВЛ, КЛ). Источниками данных по диагностике и неразрушающему контролю являются листы осмотров и дефектные ведомости соответствующих объектов, в которых в процессе визуальных и инструментальных осмотров отмечаются обнаруженные дефекты, их количество и критичность.

Важным компонентом методики расчета ИТС является система весовых коэффициентов функциональных узлов ФУ ($B_i, i = \overline{1, n}$) и групп контролируемых параметров ($b_{ji}, j = \overline{1, m}; i = \overline{1, n}$), которые

характеризуют важность последних с точки зрения надежности объекта и в сумме равны единице. Основным инструментом формирования весовых коэффициентов служит матрица парных сравнений Саати, построенная в соответствии с [5]. Важным компонентом методики расчета ИТС является балльная оценка контролируемых параметров (ОП_k, $k = \overline{1, g}$). Балльные оценки должны назначаться из интервала от 0 (наихудшее состояние) до 1 (идеальное состояние) и учитывать соотношение наблюдаемых и предельно-допустимых, нормативных значений параметров, табл.1. Балльная оценка группы параметров (ОП_j, $j = \overline{1, m}$) определяется как минимальная балльная оценка входящих в указанную группу параметров:

$$ОП_j = \min_{k,j} ОП_k$$

Фактическое значение ИТС i -го ФУ (ИТСУ) рассчитывается по выражению:

$$ИТСУ_i = 100 \cdot \sum_{j=1}^m (ОП_j \cdot b_{ji})$$

а фактическое значение ИТС объекта рассчитывается как сумма ИТСУ и изменяется от 1 (идеальное состояние) до 0 (аварийное состояние).

Таблица 1 – Бальные оценки контролируемых параметров ФУ

Диапазон $\overline{ОП}_k$, $k = \overline{1, g}$	Стадия развития дефекта	Характеристика
≥ 0 и $< 0,25$	Аварийный	Измеренное значение параметра за пределами предельно допустимого значения или количество дефектов ≥ 10
$\geq 0,25$ и $< 0,5$	Критически развитый	Измеренное значение параметра на уровне предельно-допустимого, ФУ выполняет требуемые функции не в полном объеме или количество дефектов ≥ 7
$\geq 0,5$ и $< 0,75$	Развитый	Измеренное значение параметра в пределах нормативной документации, появляются первые признаки отклонения от выполнения требуемых функций ЕО или количество дефектов ≥ 3
$\geq 0,75$ и $< 1,0$	Начальный	Измеренное значение параметра в пределах значения, установленного нормами, но появилась тенденция ухудшения параметра или количество дефектов ≥ 1
1	Норма	Отсутствует отклонение измеренного значения параметра от требований норм

Приоритизация ТООР энергообъектов по значению ИТС. С использованием разработанной методики и моделей количественной оценки ИТС были произведены расчеты по реальным данным эксплуатации ТП 6(10)/0,4 кВ в системе электроснабжения нефтепромысла, рис.1. По каждой из трех двухтрансформаторных ТП были заданы дефекты и их характеристики, отмеченные в листах осмотров. В результате расчетов по разработанным моделям получены индексы интегральной оценки технического состояния каждой ТП. В табл.2 показан фрагмент расчета ИТС одной из ТП с использованием

модели в программе MS Excel. В приведенной таблице обозначены все информационные и расчетные поля, которые участвуют в определении ИТС. Исходя из актуальных данных по обнаруженным дефектам, наименьшее фактическое значение ИТС имеет ТП3, 58,3 %. За тем идет ТП2, 73,3 % и ТП1, 92,1 %. Именно в такой последовательности составляется приоритетная очередность ремонтов оборудования ТП при реализации стратегии ТОиР по фактическому техническому состоянию.

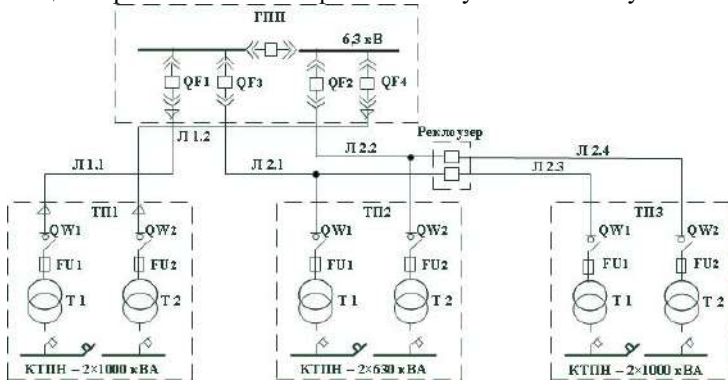


Рис.1 – Система электроснабжения нефтепромысла

Таблица 2 – Фрагмент расчета ИТС ТП-1 по разработанной

МОДЕЛИ

Функциональный узел	Вес узла	Группа параметров	Вес группы	Диагностирующий параметр	Оценка гаварметра	Оценка ПУ	ИТС функционального узла	ИТС единицы оборудования
Силовой трансформатор	0,30	Трансформатор	0,50	Напряжение коррозии: типичность	1	1,0	0,83	
				Уровень влажности: норма	1			
				Напряжение: резистивная составляющая	1			
				Напряжение коррозии: база трансформатора	1			
				Напряжение коррозии: радиаторов	1			
				Напряжение коррозии: расширителя	1			
				Состояние смотрового стекла: уровень масла база тр-ра	1			
				Состояние смотрового стекла: уровень масла расширителя	1			
				Нагрузка трансформатора: выше нормы	1			
				Ослабление контактов ввода трансформатора	1			
				Нагрев контактов: соединений: аварийный	1			
				Нагрев контактов: соединений: номинальный	1			
				Нагрев контактов: соединений: разный дефицит	1			
				Температура трансформатора: выше нормы	1			
				Состояние заземления: образ: коррозия	1			
				Замыканий: тропов: допуск: больше: быть: зашпатель: по: способ: соедин: сварка: соединений: от: ЗУ: по: нейтраль: трансформатора: болтов: соединение: непосредственно: только: в: месте: присоединения: нейтраль:	1			
				Напряжение: ограничение: в: камере: тр-ра:	1			
				Дефекты: отсутствие: заземления: тропов: допуск: (трансформатор, вводные двери)	1			
	Отсутствие: знаков: электробезопасности: типовой:	1						
	Отсутствие: диспетчеризации: наименований:	1						
	Оцен: эксплуатационность: первого: КЗ:	1						
Первое: значение: с: минимальный: дефицит:	0	0,0						
Термо: диагностика: разный: дефицит:	1							
Термо: диагностика: аварийный: дефицит:	1							
		ТВО	0,17					

Заключение. Интегральная оценка технического состояния оборудования для определения приоритетной последовательности ремонтов позволит оптимально распределить ограниченные ресурсы энергокомпаний. Это также позволит снизить затраты на ремонт в долгосрочной перспективе, поскольку дефекты, исправленные в первую очередь, не успеют развиться до критического состояния и не повлекут еще больших издержек. Для рассмотренных классов напряжения подобная система приоритизации ремонтов приобретает высокую значимость наряду с высоковольтным оборудованием в связи со значительным процентом износа оборудования распределительных сетей. Проведенные исследования подтверждают адекватность разработанной методики и моделей интегральной оценки технического состояния оборудования 6(10)-35 кВ и эффективность ее практического применения в задачах управления ТОиР.

Литература:

1. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. Приказ Минэнерго РФ от 25.10.2018 года №1013. Доступно по: <https://docs.cntd.ru/document/542610975>. Ссылка активна на 10 ноября 2023.

2. Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 №676. Доступно по: www.ti-ees.ru/fileadmin/f/activity/Laws/pr676_260717.pdf. Ссылка активна на 10 ноября 2023.

3. *Грбчак Е.П.* Надежное электроснабжение – это приоритет для всех энергетиков // Энергетическая политика. 2021. № 7 (161). С. 4-9. doi: 10.46920/2409-5516_2021_7161_4.

4. *Боярова Д.А.* Индекс технического состояния для оборудования 0,4-6(10) кВ энергообъектов нефтедобычи. В сб. XV Всероссийской научной конференция молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» 6–10 декабря 2021. Новосибирск. Изд-во НГТУ, 2021. Ч. 4. С. 7-12.

5. *Саати Т.* Принятие решений. Метод анализа иерархий. М.: Радио и связь, 1993. 278 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ СИНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ ГИДРОРЕСУРСА

Р.В. Волосатов

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, volosatov.roman@bk.ru

Научный руководитель: Мятёж Т.В., к.т.н., доцент

Целью данной статьи является решение многокритериальной задачи оптимизации работы ВХК на основе построения матрицы противоречий участников ВХК (водно-хозяйственного комплекса) и Паретто-оптимального множества с учетом характерных режимов работы ГЭС. В данной работе разработан универсальный синергетический подход, сочетающий в себе оптимизационный метод и метод оценки предельной полезности.

The purpose of this article is to solve a multicriteria problem of optimizing the operation of a water-chemical complex based on constructing a matrix of contradictions between participants in the water-chemical complex (water management complex) and a Pareto-optimal set, taking into account the characteristic operating modes of hydroelectric power plants. In this work, a universal synergetic approach has been developed that combines the optimization method and the method of estimating marginal utility.

В настоящее время воздействие технологий на окружающую среду достигло масштабов, сравнимых с природными процессами на планете. Поэтому актуальным становится использование возобновляемых ресурсов, включая водные источники. В контексте оптимизации деятельности водно-хозяйственного комплекса особое внимание уделяется методике учета водного баланса с определением расхода воды для различных потребителей.

Участники водохозяйственного комплекса (далее ВХК) представлены как отраслями экономики, так и природными водными объектами. К числу участников ВХК относятся как отраслевые водопользователи, такие как рыбное хозяйство, водный транспорт, так и водные объекты со своими требованиями к водному режиму, например, промышленность, сельское хозяйство и бытовое население [4]. Поскольку гидроэлектростанция является основой водно-хозяйственного комплекса, управление её позволяет оптимизировать работу для всего комплекса, повышая эколого-экономическую эффективность национальной экономики в современных условиях. Для современных систем водного хозяйства характерно объединение проблем в области обеспечения водой, качества водных ресурсов, сохранения и поддержания экосистем водных и околосводных

территорий, а также компенсации и предотвращения отрицательных воздействий воды [1]. Проблема обеспечения водой остается одной из важнейших задач экономики, поэтому развитие теории и методов водохозяйственных расчетов представляет собой актуальное направление научных исследований, как для проектирования новых объектов водного хозяйства, включая их реконструкцию, так и для обоснования эффективных режимов эксплуатации водохозяйственных сооружений и гидроэлектростанций [3]. Режим использования воды при управлении стоками определяется параметрами проекта водохозяйственной системы и установленными правилами управления водными ресурсами, включая диспетчерские графики [2]. И оба эти аспекта в значительной степени зависят от принятой системы критериев удовлетворения потребностей воды со стороны пользователей водных ресурсов.

Статья представляет собой разработку математической модели в системе водно-хозяйственного комплекса (ВХК) и гидроэлектростанции (ГЭС) при оптимизации режимов работы на основе комплексных критериев эколого-экономической эффективности. Управление ВХК осуществляется на основе водного баланса, который представляет собой баланс притока, оттока и накопления воды в определенном бассейне или на территории за определенный период времени. Эта задача многокритериальна, и рассматривается как математическое описание фактического расхода от оптимального. Данный критерий объединяет экономическую и экологическую составляющую и отражает стоимость гидроресурса.

$$\sum_i^n |Q_{i\text{факт}} - Q_{i\text{опт}}| \rightarrow \min$$

В статье рассматриваются надежность и эколого-экономическая эффективность в качестве основных критериев. Объектом исследования является Новосибирская гидроэлектростанция (НГЭС). На основе полученных данных по водопотреблению участников ВХК была построена матрица противоречий (Рис. 1).

Исходя из которой, были выявлены противоречия между такими участниками как ГЭС и судоходство с точки зрения требования к расходам в нижнем и верхнем бьефе. В связи с невозможностью режима работы ГЭС для обеспечения оптимального расхода в нижнем бьефе на примере месяца октября применим Паретто-оптимальное множество для обеспечения удовлетворения потребностей участников ВХК (Таблица 1).

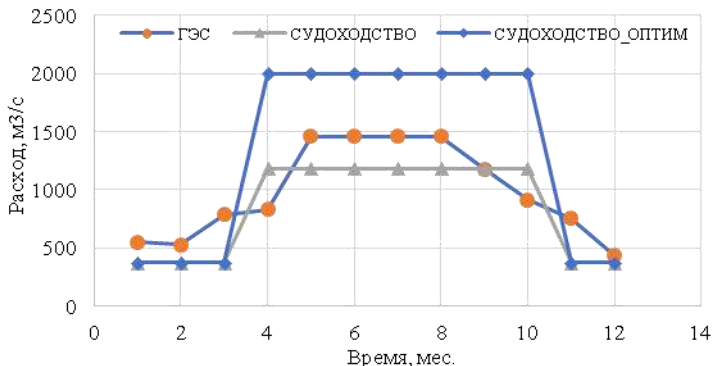


Рис.1 – Матрица противоречий

Таблица 1 - Точки Паретто-оптимального множества

Точки Паретто-оптимального множества для ОКТЯБРЯ						
Точки	1	2	3	4	5	6
DQГЭС, м3/с	1085,10	868,08	651,06	434,04	217,02	0,00
QГЭС, м3/с	914,90	1131,92	1348,94	1565,96	1782,98	2000,00
H, м	20,42	20,09	19,78	19,49	19,21	17,68
Zнб, м	93,03	93,35	93,65	93,95	94,23	94,49

На основе полученных точек был получен график Паретто-оптимального множества, исходя из которого можно определить оптимальный режим работы станции (Рис.2).

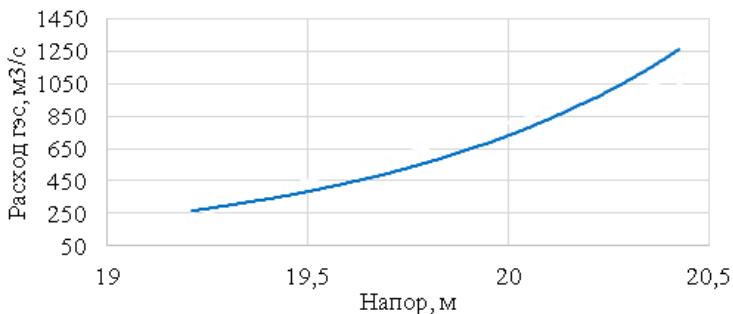


Рис.2 – График точек Паретто-оптимального множества для октября

На основе анализа точек Паретто-оптимального множества согласно критерию минимизации отклонений фактического расхода воды для ВХК от их оптимального значения был выбран оптимальный режим работы всего ВХК. Данным режимом является режим со значением

напора 19,8 м, так как этому значению соответствует изгиб на графике (Рис.2).

Согласно полученному оптимальному режиму работы ВХК был произведен водно-энергетический расчет для определения емкости водохранилища (Таблица 2).

Таблица 2- Водно-энергетический расчет для месяца октябрь

Точки	2	3	4	5	6
Qбыт, м3/с	1013,22	1013,22	1013,22	1013,22	1013,22
Nгар, МВт	163	163	163	163	163
Vнач, км3	7,70	7,70	7,70	7,71	7,78
Vср/нап, км3	0,30	0,87	1,43	2,001	2,56
Vкон, км3	7,80	7,80	7,80	7,81	5,21
Zвб.нач, м	113,39	113,39	113,39	113,40	113,45
	113,47	113,47	113,47	113,48	110,89
Zвб.ср, м	113,43	113,43	113,43	113,44	112,17
Qвдх, м3/с	118,69	335,71	552,73	769,75	986,77
QGЭС, м3/с	1131,92	1348,94	1565,96	1782,98	2000
Qх.с, м3/с	0	0	0	0	0
Zнб, м	93,34	93,653	93,94	94,23	94,49
H, м	20,08	19,78	19,49	19,21	17,68
NGЭС, МВт	193,27	226,83	259,43	291,15	300,60
ΔN, %	18,57	4,15	59,16	4,62	84,42

Согласно выполненному ВЭР был получен оптимальный по управлению емкостью водохранилища ГЭС (режима его сработки-заполнения), также в результате оптимизации удалось добиться увеличения уровня верхнего и нижнего бьефа, что позволит эффективно управлять режимами работы всего ВХК на основе критерия синергетической эффективности.

Литература:

1. Маркин В. Н., Матвеева Т.И. Управление водохозяйственными системами. —Москва:Изд-во РГАУ – МСХА, 2015. — 172 с.
2. Арсеньев Г.С. Основы управления гидрологическими процессами: водные ресурсы. – Санкт-Петербург: Изд-во РГГМУ, 2005. — 232 с.
3. Кузнецов Е.В., Дегтярева Е.В., Яценко К.В. Водохозяйственные системы и водопользование. - Краснодар: Изд-во КубГАУ, 2018 — 77 с.
4. Раткович Л.Д., Маркин В.Н., Глазунова И.В. Вопросы рационального использования водных ресурсов и проектного обоснования водохозяйственных систем. —Москва: Изд-во МСХА, 2013. — 183 с.

ТЕХНОЛОГИЯ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ 6(10)-35 КВ ПО ПРОГНОЗИРУЕМОЙ НАРАБОТКЕ НА ДЕФЕКТ

Д.Д. Деговцов, В.М. Левин

Новосибирский Государственный Технический Университет,
г. Новосибирск, dan4o3014@mail.ru

Научный руководитель: Левин В.М., д.т.н., зав. каф. АЭЭС

Представлена технология адаптивного управления ремонтами трансформаторов 6(10) кВ, повышающая их надежность. Адаптивность управления обеспечивается возможностью корректировки периодичности ремонтов в зависимости от прогнозируемой наработки на дефект.

The technology of adaptive control of repairs of transformers of 6(10) kV, increasing reliability, is presented. The adaptability of the control is provided by the possibility of adjusting the frequency of repairs depending on the predicted operating time for the defect.

Введение. Любая технология, включая и технологию управления, представляет собой вариант применения научного знания для решения практической задачи [1]. Авторами предложена технология адаптивного управления ремонтами силовых трансформаторов (СТ) нефтепромысловых подстанций (КТП) 6(10)/0,4 кВ, направленная на повышение надежности электроснабжения потребителей. Процесс, технологичность которого является предметом исследования, может быть описан так. Эксплуатация СТ 6(10) кВ периодически прерывается плановыми ремонтами для поддержания и восстановления работоспособности устранением опасных развитых дефектов и предотвращением отказов.

Таким образом, необходимость вывода в ремонт конкретного СТ определяется результатами неразрушающего диагностического контроля (главным образом тепловизионного, так как основной вид дефектов – перегревы токоведущих частей и контактных соединений). Тепловизионный контроль (ТВК) СТ выполняется по регламенту с известной периодичностью. Протоколы ТВК СТ используются в оперативном принятии решений по выбору технических воздействий, но непосредственно в планировании ремонтов не участвуют. Предлагается создать технологию планирования ремонтов по устранению развитых дефектов СТ на основе корректировки их периодичности как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения в зависимости от фактической наработки на дефект. Для этого необходимо формализовать научные знания о процессе развития

термических дефектов СТ, используя методы сбора и статистической обработки результатов ТВК.

Математическая модель наработки на дефект. Одним из базовых методов неразрушающего контроля применительно к объектам 6(10) кВ признан метод ТВК. Метод ТВК позволяет оперативно и бесконтактно определять значение разности температуры нагрева поверхности объекта в точке контроля θ_n °С и температуры окружающей среды θ_c °С:

$$\Delta\theta = \theta_n - \theta_c \quad (1)$$

и фиксировать изображение контролируемого объекта в инфракрасном частотном спектре (термограмма). Термограмма объекта содержит информацию о техническом состоянии функциональных узлов в форме максимальных температур нагрева °С в зоне предполагаемого дефекта. Каждый протокол ТВК СТ 6(10) кВ подвергается оценке технического состояния по параметру (1) с применением критериев таблицы 1.

Таблица 1 – Критерии оценки состояния по результатам ТВК

Диапазон	Стадия развития дефекта	Рекомендация по эксплуатации
$\Delta\theta \leq 5^\circ\text{C}$	Н «начальная»	Периодический контроль
$5 < \Delta\theta \leq 35^\circ\text{C}$	Р «развитая»	Ревизия во время ближайшего профилактического ремонта
$\Delta\theta > 35^\circ\text{C}$	А «аварийная»	Срочный вывод из работы для восстановления

Выборки протоколов ТВК однотипного электрооборудования формируются постепенно в процессе периодического контроля до достижения необходимой репрезентативности. При этом минимально допустимый объем однородных выборок оценивается величиной 200-300 протоколов. В качестве параметра потока дефектов использован интервал наработки на дефект в определенной стадии развития, рассчитываемый по формуле:

$$\tau_d^j = \Delta T \cdot N_d^j / N_d^j$$

Здесь: N_d^j , N_d (шт.) и ΔT (час/лет) – количество протоколов ТВК СТ 6(10) кВ с выявленными дефектами в j -й стадии развития ($j = Н, Р, А$), суммарное количество дефектных протоколов и интервал наблюдения (глубина ретроспективы) соответственно. Обработка ретроспективы с применением методов математической статистики и проверки гипотезы о принадлежности закону распределения на множестве протоколов ТВК

СТ одной из энергосервисных компаний позволила сформировать математическую модель вида:

$$F(\tau_d^P) = 0,3719 \ln(\tau) - 0,1318 \quad (2)$$

Зависимость (2) в рамках экспоненциального распределения представляет вероятность того, что дефект типа Р на рассматриваемом интервале наработки τ_d^P гарантированно возникнет. При этом значения параметра потока дефектов типа Р составили 2,592 1/год или $\omega_d^P = 0,0003$ 1/час, а наработка на дефект со стадией развития Р соответственно – 0,386 года или 3335 часа.

Адаптивная модель периодичности профилактик. В задачах планирования и управления ремонтами электрооборудования (ЭО) адекватно применение однородных Марковских моделей с непрерывным временем. Такие модели позволяют включать в описание дополнительные случайные факторы с ограниченной областью изменения, а также целевые функции управления [2]. Одна из таких моделей представлена на рис. 1.

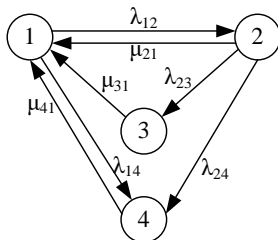


Рис.1 – Граф состояний ЭО

Вершины графа – состояния, в которых может пребывать ЭО в процессе эксплуатации: 1 – работоспособное; 2 – диагностирование; 3 – профилактика; 4 – аварийное восстановление, дуги – переходы из i -го состояния в j -ое с заданными интенсивностями λ_{ij}, μ_{ij} .

Целевой функцией оптимизации профилактик ЭО служит максимум финальной вероятности работоспособного состояния системы $\max P_1$, а искомым параметром оптимизации – периодичность T_n . В результате преобразований системы линейных алгебраических уравнений получим выражение вида:

$$T_n = (1 + \Delta t T_k + \omega q_3 \Delta t T_{ав}) / q_2 \Delta t \quad (3)$$

где: Δt , T_k (год) – периодичность и продолжительность ТВК; ω (год⁻¹), $T_{ав}$ (год) – средняя частота отказов и среднее время восстановления контролируемого оборудования; q_2 , q_3 (о.е.) – вероятности исходов диагностирования (q_2 , дефект возникнет, но не успеет развиваться до отказа, принадлежит стадии P; q_3 , дефект возникнет и успеет развиваться до отказа, принадлежит стадии A). Проведены расчеты с применением выражения (3) и вариацией τ_d^p в интервале от 0 до 1,5 лет при следующих исходных параметрах модели: $\Delta t = 0,0833$, $T_k = 0,0001$, $T_{ав} = 0,001$ (год); $\omega = 0,015$ (год⁻¹); $q_2 = 0,6$, $q_3 = 0,28$ совместно с $q_1 = 0,12$ эти вероятности составляют полную группу событий. Полученные результаты позволяют построить зависимость $T_n(\tau_d^p)$ для СТ 6(10) кВ, которая с высокой степенью доверия (0,995) аппроксимирована корреляционной функцией

$$T_n = 0,8363 \cdot (\tau_d^p)^{1,072} \quad (4)$$

Зависимость (4) представляет собой адаптивную модель периодичности профилактик СТ. Для рассмотренного примера при $\tau_d^p = 0,386$ года искомое значение T_n составляет 2,35 года, что полностью согласуется с актуальными данными из практики эксплуатации СТ 6(10) кВ энергосервисной компании.

Технология управления ремонтами СТ. В рамках разрабатываемой технологии представляется целесообразным совместное использование процедур предиктивной оценки наработки на дефект типа P в СТ и корректировки значений периодичностей профилактик, которые участвуют в планировании ремонтов СТ КТП 6(10)/0,4 кВ на актуальный календарный год. На рис. 3 представлена структура алгоритма, реализующего указанную технологию.



Рис. 3 – Структура алгоритма технологии адаптивного управления ремонтами СТ КТП 6(10)/0,4 кВ по прогнозируемой наработке

Адаптивность технологии управления ремонтами СТ проявляется в корректировке их периодичности в соответствии с актуальными изменениями наработки на «развитый» дефект, выявляемыми статистически в процессе эксплуатации ЭО по выборкам протоколов

ТВК. Предположительно можно утверждать, что необходимость пересчета параметров потока дефектов в ЭО будет возникать по мере накопления репрезентативности выборок, что составит от 3 до 5 лет.

Предложенная технология по сути является инновационной и практически не требует дополнительных затрат на реализацию. Получаемый при этом эффект требует количественной оценки в сравнении с известными альтернативами.

Литература:

1. Некрасов С.И., Некрасова Н.А. Философия науки и техники: тематический словарь-справочник. – Орел: ОГУ. 2010. – 289 с.

2. Левин В. М. Управление надежностью и техническим состоянием оборудования в задачах эксплуатации электрических: монография / В. М. Левин, Д. В. Танфильева. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2023. –240 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ РАСПОЗНАВАНИЯ ДЕФЕКТОВ В ТРАНСФОРМАТОРЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭНТРОПИЙНЫХ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

А.А. Зеленских

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, zelenskihaleksandr7@gmail.com**

Научный руководитель: Левин В.М., д.т.н., доцент

Выполнен анализ достоверности идентификации дефектов в силовых маслонаполненных трансформаторах по разработанной энтропийной модели в сравнении с нормативной методикой анализа растворенных газов. Основные положения иллюстрирует практический пример.

The reliability of defects identification in power oil-filled transformers is analyzed according to the developed entropy model in comparison with the normative methodology for the dissolved gas analysis. The main provisions are illustrated by a practical example.

Введение. Силовой трансформатор (СТ) является критически важным активом всей электроэнергетической системы, надежность функционирования которой в первую очередь зависит от безаварийной работы СТ. Существует большое количество методов диагностирования маслонаполненного оборудования [1], среди которых хроматографическому анализу растворенных газов (ХАРГ) в масле по праву отдается весомое предпочтение в виду его экономичности и

достаточно высокой информативности (~70%). За последние порядка 40 лет были разработаны различные модели и способы интерпретации диагностической информации по результатам ХАРГ, обладающие достоверностью до 98%. Тем не менее, существует проблема недостаточной чувствительности математических методов обработки данных и критериев, применяемых для индикации и описания динамики развивающегося в СТ дефекта. Для преодоления проблемы в [2] была предложена математическая модель на основе нового энтропийно-весового метода обработки и преобразования информации. В связи с этим, возникает вопрос о степени достоверности предлагаемого подхода. **Цель работы:** проведение сравнительного анализа традиционных по РД [3] критериев обнаружения развивающихся в СТ дефектов по результатам ХАРГ с методикой, основанной на энтропии, а также оценка достоверности и возможности применения разработанной математической модели в системе *on-line* мониторинга.

Идентификация дефектов по РД 153-34.0-46.302-00. В Российской Федерации наиболее распространенным документом по интерпретации результатов ХАРГ является РД 153-34.0-46.302-00 [3]. В соответствии с [3] контролируется 7 основных диагностических газов: водород H_2 , метан CH_4 , ацетилен C_2H_2 , этилен C_2H_4 , этан C_2H_6 , оксид CO и диоксид углерода CO_2 . Первый способ, описанный в РД, использует *критерий граничных концентраций*, который позволяет отнести электрооборудование к одному из двух классов состояний: C_1 – «бездефектное», либо C_2 – «дефектное». Согласно РД, абсолютная граничная концентрация любого газа $A_{гр}$ [%об.] – это такое значение концентрации, при которой 90% актов исследования состояния СТ от всех замеров оказываются ниже полученного значения. Используя данный критерий, можно сформировать диагностическое заключение о состоянии СТ по методике ХАРГ, предварительно рассчитав относительные концентрации газов как $a_j = A_j/A_{грj}$. Максимальное рассчитанное значение a_{jmax} соответствует основному газу, при этом считается: если $a_j \geq 1$ – характерный j -й газ с высоким содержанием (признак развивающегося в СТ дефекта); если $0,1 \leq a_j < 1$ – характерный j -й газ с малым содержанием; если $a_j < 0,1$ – j -й газ нехарактерен.

Для уточнения нормативного диапазона вводится второй критерий – *отношение пар характерных газов*: CH_4/H_2 , C_2H_2/C_2H_4 , C_2H_4/C_2H_6 . По рассчитанным значениям определяется характер прогнозируемого дефекта. Отношение CO_2/CO позволяет дополнительно извлечь информацию о состоянии бумажной изоляции. Наличие развивающегося в СТ дефекта приводит, как правило, к сопутствующему нарастанию концентраций одного или нескольких

газов. Поэтому, степень опасности дефекта устанавливается по *относительной скорости нарастания* j -го газа $V_{отнj}$ [% в мес.]. Правило принятия решения по данному критерию подробно описано в [3] и является основополагающим при выводе СТ в ремонт. С точки зрения практического применения все вышеописанные критерии имеют равнозначную ценность, однако обладают точечной информативностью (кроме $V_{отнj}$), т.е. не учитывают динамику изменения дефекта внутри СТ в зависимости от конкретного периода эксплуатации t_i . В работе [2] на основе разработанной модели предпринимаются попытки решить поставленную задачу.

Метод энтропийно-весовых коэффициентов. Исследование базируется на фундаментальном понятии «энтропия», и с позиции теории управления интерпретируется как мера неопределенности состояния системы в рассматриваемых условиях. Здесь в качестве технической системы фигурирует устройство – единичный трансформатор, состояние которого описывается дифференциальной дихотомией [4]: класс C_1, C_2 , а в качестве контролируемых параметров – относительные концентрации 7 газов. Алгоритм расчета весовых коэффициентов [2]:

1. Формирование матрицы относительных концентраций $\mathbf{A} = \{a_{ij}\}_{m \times n}$ размерностью $m \times n$, где m – количество протоколов (строк) за конкретный период эксплуатации t_i , $n = 7$ – число контролируемых параметров (столбцов).

2. Формирование матрицы $\mathbf{F} = \{f_{ij}\}_{m \times n}$ нормированных диагностических параметров размерностью $m \times n$.

3. Формирование матрицы вероятностей (частот) $\mathbf{P} = \{\tilde{p}_{ij}\}_{m \times n}$ размерностью $m \times n$ для расчета энтропии.

4. Формирование матрицы-вектора $\mathbf{H} = \{H(a_j)\}_{1 \times 7}$ размерностью 1×7 с элементами $H(a_j)$, вычисляемыми по выражению (1) [2, 5]:

$$H(a_j) = -\lambda \sum_{i=1}^m \tilde{p}_{ij} \ln(\tilde{p}_{ij}), \quad \forall i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}, \quad \lambda = 1 / \ln(m). \quad (1)$$

5. Формирование матрицы-вектора $\mathbf{w} = \{w_j\}_{1 \times 7}$ размерностью 1×7 с элементами w_j , вычисляемыми по выражению (2) с условиями [2, 5]:

$$w_j = \frac{1 - H(a_j)}{n - \sum_{j=1}^n H(a_j)}, \quad \forall j = \overline{1, n}, \quad 0 \leq w_j \leq 1, \quad \sum_{j=1}^n w_j = 1. \quad (2)$$

6. Формирование индикативного показателя в виде вектор-столбца \mathbf{J} с компонентами $J_i = J_{\text{ХАРГ}}$, характеризующими признак развивающегося в трансформаторе дефекта. При этом определяется его изменение во времени на конкретном интервале эксплуатации t_i (3):

$$\mathbf{J} = \mathbf{A}\mathbf{w}^T = \left\{ J_i \right\}_{m \times 1} = \left\{ \sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot w_j \right\}_{m \times 1}, \quad \forall i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}. \quad (3)$$

Оценка достоверности. Проверка проводилась на единичном трансформаторе 1Т ПС «Сугмутская», выделенном из группы 60 маслонаполненных СТ мощностью от 10 до 40 МВА, работающих в распределительной электрической сети 110 кВ.

В период с 2005 по 2007 год в масле СТ были зарегистрированы следующие концентрации газов (табл. 1). Отмечено превышение граничных концентраций газов CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 с сопутствующим ростом концентраций H_2 и CO_2 .

Таблица 1 – Фрагмент матрицы относительных концентраций

Дата замера	Относительные концентрации, о.е.						
	H_2	CO_2	CO	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	C_2H_6
31.01.05	0,062	0,488	0,162	0,272	1,437	0,058	0,429
24.09.06	1,359	1,032	0,810	5,832	12,03	0,612	4,878
29.10.07	0,010	0,409	0,166	0,078	1,485	0,013	0,819

Заключение по методике РД: на всем интервале эксплуатации (с 2005 по 2007 год) по второму критерию [3] в СТ прогнозируется высокотемпературный термический дефект $> 700^\circ\text{C}$. Дефектом затронута твердая изоляция.

Расчеты по разработанной модели (3) полностью подтверждают результаты нормативной методики (рис. 1).

Из рисунка 1 нетрудно заметить, что в 2005 году наиболее значимым фактором является этилен C_2H_4 , что свидетельствует о развитии термического дефекта в области высоких температур на начальной стадии. В период с 2006 по 2007 год видно перераспределение весового коэффициента признака C_2H_4 , т.к. на данном интервале происходит увеличение концентрации метана CH_4 и этана C_2H_6 , этому способствует условие (2) равенства единице суммы весовых коэффициентов всех газов. В конце 2006 года интегральный признак с тремя компонентами имеет отрицательное приращение в виду возможной проведенной дегазации/сушки масла. Его поведение на всем интервале эксплуатации 2007 года подтверждает, что дефект в СТ не устранен, что полностью соответствует заключениям РД [3].

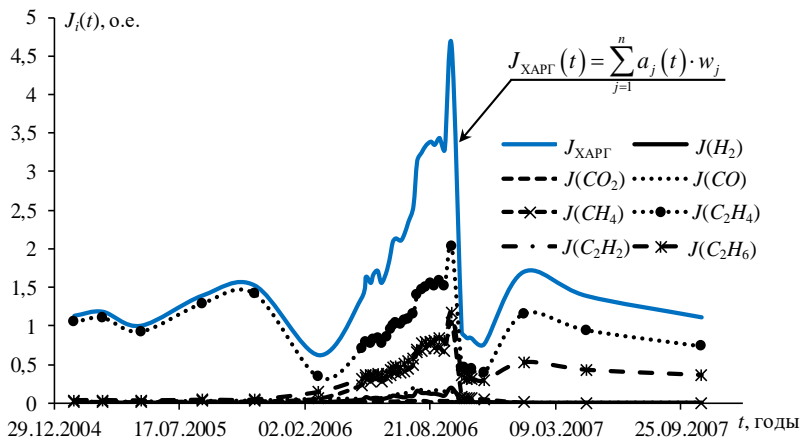


Рис.1 – Тенденция изменения во времени признака $J_{XAPF}(t)$

Заключение. Таким образом, разработанная математическая модель имеет достаточную достоверность. Применение предлагаемого подхода может носить рекомендательный характер для лиц, принимающих решение о выводе СТ в ремонт. Кроме того, выделение наиболее значимых параметров может оказаться весьма привлекательным в случае ограничения финансовых ресурсов при проектировании системы мониторинга. Поэтому, при внедрении разработанной методики в первую очередь рекомендуется устанавливать датчики-газоанализаторы именно на газы с наибольшим значением энтропийного веса или $J(C_xH_y)$.

Литература:

1. *Попов Г.В.* Вопросы диагностики силовых трансформаторов: монография [Текст] / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2012. – 176 с.
2. *Zelenskikh A.A., Levin V.M.* Integral Transformers State Assessment Based on Entropy and the Method of Dissolved Gas Analysis // 2023 IEEE 24th International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials, EDM 2023, 29 June – 3 July 2023: Proceedings. – Novosibirsk, Russian Federation, 2023. – P. 1150–1155, doi: 10.1109/EDM58354.2023.10225139.
3. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле : РД 153-34.0-46.302-00: утв.

Департаментом научно-технической политики и развития РАО ЕЭС «России» 12.12.2000.: ввод. в действие с 01.01.2001. – М.: НЦ ЭНАС, 2001.

4. Биргер И.А. Техническая диагностика [Текст] / И.А. Биргер. – М.: Машиностроение, 1978. – 240 с.

5. Zhou Y., Ma L., Yang J., Xia C. Entropy Weight Health Index Method of Power Transformer Condition Assessment, 978-1-61284-666-8/11\$26.00, 2011 IEEE. – P. 426–431, doi: 10.1109/ICRMS.2011.5979306.

ИССЛЕДОВАНИЕ БРОСКА ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ СВЕРХПРОВОДЯЩЕМ ТРАНСФОРМАТОРЕ

Д.М. Иванов

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, mrdemasi123@gmail.com**

Научный руководитель: Манусов В.З., д.т.н., профессор

Пусковой ток, возникающий при подключении высокотемпературного сверхпроводящего трансформатора (ВТСП) к электрической сети, может в десятки раз превысить номинальный ток трансформатора. В статье представлены результаты моделирования броска тока намагничивания в ВТСП трансформаторе при включении на холостой ход и под нагрузкой. Полученные результаты позволяют оценить влияние пускового тока на непредвиденную потерю сверхпроводящего состояния обмоток и выработать ряд мер по снижению пускового тока в ВТСП трансформаторах.

The inrush current that occurs after connecting a high-temperature superconducting transformer (HTS) to the power grid can be tens of times higher than the rated current of the transformer. The paper presents the results of modeling the inrush current surge in a HTS transformer when switched on idling and under load. The obtained results make it possible to evaluate the influence of the inrush current on the unexpected loss of the superconducting state of the windings and to develop methods to reduce the inrush current in HTS transformers.

Ток большой величины может протекать через обмотки трансформатора не только при коротком замыкании или перегрузке, но и после подключения трансформатора к сети. Ток при включении ненагруженного трансформатора может достигать значений до 15 раз превышающих номинальный ток [1,2]. Время затухания пускового тока трансформаторов большой мощности может достигать несколько тысяч периодов переменного тока. Трансформаторы классического

исполнения (с медными обмотками) являются элементами энергосистемы с относительно низкой интенсивностью отказов. В случае ВТСП трансформаторов, пусковой ток большой величины способен превысить величину критического тока сверхпроводника, тем самым спровоцировав выход обмоток из сверхпроводящего состояния. Пусковой ток большой величины и большого времени затухания может не только затруднить подключение сверхпроводящего трансформатора к сети, но и привести к термическому повреждению его обмоток [3]. Поэтому важно разработать ряд мер для снижения пускового тока ВТСП трансформаторов. Для этого необходимо узнать механизм развития броска тока намагничивания в сверхпроводящих трансформаторах, отличных от такового в обычных трансформаторах, а также разработать математическую модель этого явления.

Объектом моделирования является разработанный прототип понижающего силового однофазного ВТСП трансформатора мощностью 10 кВА с функцией ограничения тока и соотношением напряжений 220/73 В. Магнитная система выполнена по технологии «Unicore» из электротехнической стали марки 3408 с толщиной листа 0,3 мм. Обмотки выполнены из ВТСП лент второго поколения, производства отечественной компании «СуперОкс» толщиной 4 мм и 12 мм с числом витков 33 и 11 для первичной и вторичной обмотки соответственно. Обмотки размещены в диэлектрической среде из жидкого азота в криостате из поливинилхлорида с теплоизоляцией из аэрогеля. Конструкция разработанного ВТСП трансформатора представлена на рисунке 1.



Рис.1 – Разработанный прототип ВТСП трансформатора

Математическая модель исследования броска тока намагничивания состоит из дифференциальных уравнений, приведённых в предыдущей работе автора [4]. В качестве допущения принимается равномерное распределение температуры и тока по всему объёму сверхпроводника. Решение разработанной математической модели реализовано методом численного интегрирования (метод Розенброка) в программно-вычислительном комплексе MATLAB/Simulink (рис.2).

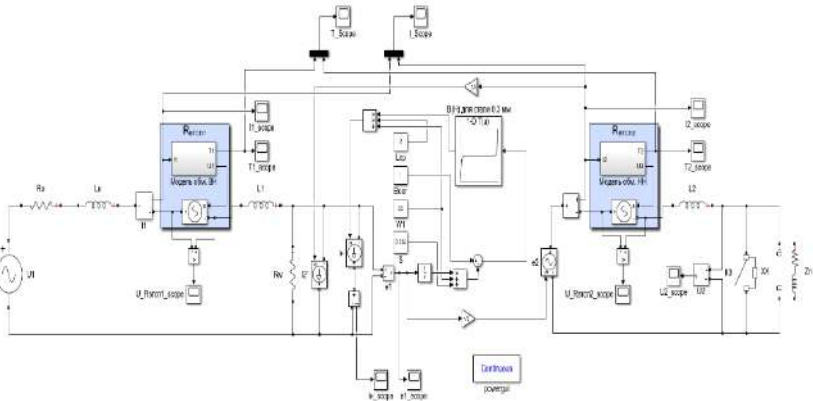


Рис.2 – MATLAB/Simulink модель исследования броска тока намагничивания в ВТСП трансформаторе

Для анализа электротеплового поведения обмоток был смоделирован ряд экспериментов с включением ВТСП трансформатора на нагрузку с значением остаточного насыщения магнитопровода в 1 Тл. Полученные осциллограммы тока в первичной обмотке и температуры ВТСП ленты представлены на рисунках 3-4.

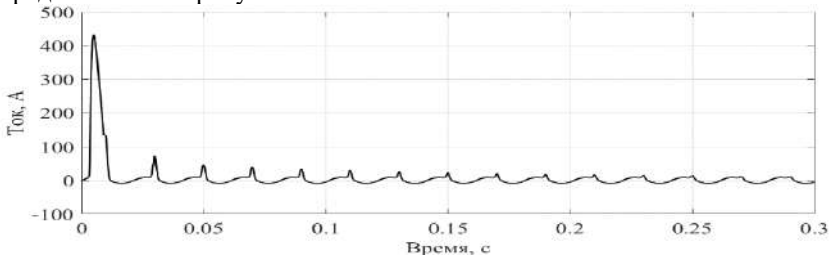


Рис.3 – Ток в первичной обмотке при включении на нагрузку

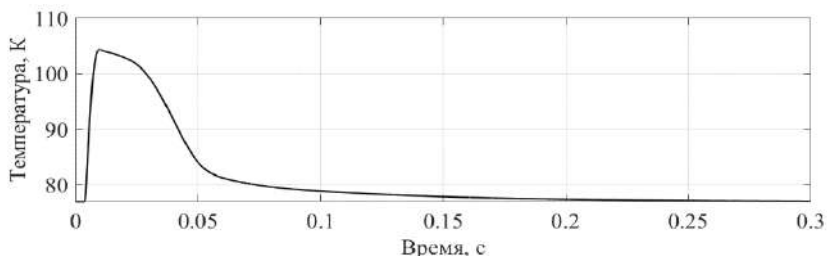


Рис.4 - Температура первичной обмотки при включении на нагрузку

Полученные в результате моделирование осциллограммы тока и температуры показали, что при включении ВТСП трансформатора на активно-индуктивную нагрузку, когда напряжение минимально и остаточная намагниченность равна 1 Тл, происходит бросок пускового тока, величина которого превышает критический ток сверхпроводника (рис.3). Также по осциллограмме видно, что пусковой ток затухает медленнее, чем в трансформаторах традиционного исполнения. Это объясняется процессом возврата обмотки в сверхпроводящее состояние. После возврата обмотки время затухания броска тока намагничивания определяется параметрами сети, к которой подключен трансформатор.

Анализируя температурную зависимость первичной обмотки (рис.4) стоит отметить, что ВТСП трансформатор перешел в резистивное состояние и случился значительный перегрев обмотки (температура превысила значение кризиса кипения жидкого азота). Однако, трансформатор смог самостоятельно вернуть сверхпроводящее состояние, не вызывая при этом термический срыв обмотки, способный привести к ее разрушению.

В процессе включения ВТСП трансформатора на нагрузку, может произойти потеря сверхпроводящего состояния обмоток, способная вызывать их термическое повреждение. Во избежание перехода в резистивное состояние предлагается использовать метод, при котором трансформатор включается, когда напряжение максимально. Такая система включения позволяет снизить пусковой ток до 2-3% номинального тока. Также возможно использовать в качестве материала первичной обмотки с ВТСП ленты и большим поперечным сечением и критическим током (до 600 А), что не позволит допустить потерю сверхпроводящего состояния обмотками ВТСП трансформатора.

Литература:

1. *Steurer, M., Frohlich, K.* The Impact of Inrush Current on the mechanical stress on high voltage power transformer coils // IEEE Trans. Power Deliv. – 2002. - № 17. – P. 155–160.

2. *Копылов, И. П.* Электрические машины в 2 т. Том 1: учебник для вузов / И. П. Копылов. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва: Издательство Юрайт, 2022. — 267 с.

3. *Komarzyniec G.* Calculating the Inrush Current of Superconducting Transformers // Energies. – 2021. - № 14. – P. 1-19.

4. *Ivanov D.M., Manusov V.Z.* Study of Electromagnetic and Thermal Transients in a High-temperature Superconducting Transformer during a Short Circuit n// Problems of the Regional Energetics. - 2023. – Vol. 58. – № 2. P. 1-12.

СТРУКТУРА МИНИ-ТЭЦ В СОСТАВЕ КОММУНАЛЬНОЙ ЛИЭС

Е.М. Иванова, Я.А. Фролова

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, lizai2000@mail.ru

Научный руководитель: Бык Ф.Л., к.т.н., доцент

Существующие условия формируют благоприятную среду для появления локальных интеллектуальных энергосистем на основе мини-ТЭЦ. Создание таких систем для энергоснабжения территории позволит повысить его доступность и бесперебойность. Актуальна разработка методики определения структуры и состава оборудования мини-ТЭЦ, учитывающая потребности в тепле и электричестве, особенности суточных и годовых графиков нагрузки, показатели энергоэффективности производства энергии.

Existing conditions create a favorable environment for the emergence of local intelligent energy systems based on mini-CHP. The creation of such systems for energy supply to the territory will increase its availability and uninterrupted operation. It is relevant to develop a methodology for determining the structure and composition of mini-CHP equipment, taking into account the needs for heat and electricity, features of daily and annual load schedules, energy efficiency indicators of energy production.

Введение. Развитие отечественной энергетики направлено на снижение ее энергоемкости, повышение энергоэффективности и энергосбережения. В условиях доступности магистрального газа, удаленности крупных электростанций от потребителей, высокой потребности в тепле, и появления отечественных производителей

когенерационных установок (КГУ) развивается распределенная энергетика на базе мини-ТЭЦ, включающих когенерационное и котельное оборудование [1,2].

На основе мини-ТЭЦ на определенных территориях создаются сбалансированные локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС), способные работать в двух нормальных схемно-режимных состояниях – автономно и параллельно с внешней сетью, что позволяет добиться определенной энергонезависимости и безопасности территории, а также повысить уровень бесперебойности электроснабжения [3].

Формирование ЛИЭС возможно как на территории промышленных, коммерческих и сельскохозяйственных площадок [2], так и в составе коммунально-энергетической инфраструктуры, что будет показано в исследовании. Целью работы является разработка методики выбора состава и структуры оборудования мини-ТЭЦ в ЛИЭС. Задачи позволяющие достичь цели: выявление взаимосвязи тепловой и электрической мощности и энергии мини-ТЭЦ; формирование требований и ограничений к установленной электрической мощности мини-ТЭЦ; апробация методики на примере территории «СмартСити-Новосибирск».

Структура оборудования мини-ТЭЦ. При определении структуры мини-ТЭЦ как основного источника в ЛИЭС первостепенным является выбор электрической мощности станции исходя из существующих тепловых и электрических нагрузок, а также их соотношения в суточном и годовом разрезах. Как показано на рис. 1, КГУ работают по переменному электрическому графику нагрузки, поэтому для обеспечения постоянной в суточном разрезе тепловой нагрузки на мини-ТЭЦ в дополнение к КГУ устанавливается котельное оборудование, мощностью Q^B с регулируемой мощностью ΔQ^B [4].

$$Q^{TЭЦ} = Q^C + Q^B + \Delta Q^B = 1,25Q_{max} \quad (1)$$

$$\Delta Q^B = (P_{max} - P_{min}) \cdot K = (1 - \alpha) \cdot P_{max} \cdot K \quad (2)$$

где: Q^C – установленная тепловая мощность когенерационного оборудования, K – коэффициент когенерации, α – коэффициент неравномерности графика нагрузки.

В годовом разрезе спрос на тепло формируется климатическими условиями – в межотопительный период размер тепловой нагрузки определяется нагрузкой горячего водоснабжения. При этом различия в неравномерности годовых графиков электрической и тепловой нагрузок могут привести к тепловым выбросам в межотопительный период (рис.

1), что недопустимо с позиции максимизации топливной эффективности.

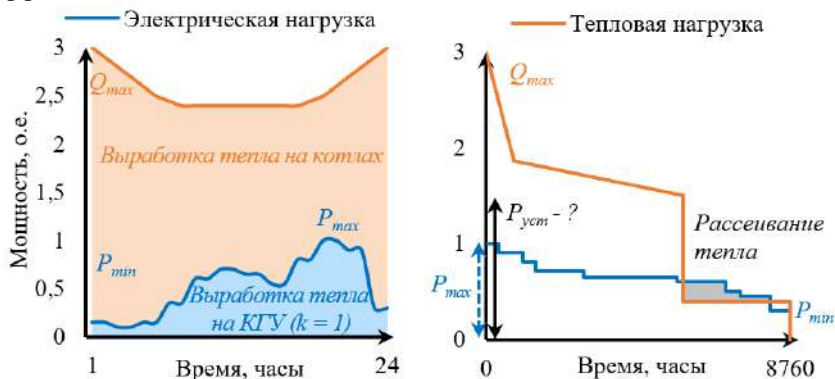


Рис.1 – Суточный и годовой графики нагрузки потребителей ЛИЭС

Важно обеспечить полное полезное использование тепловой энергии, произведенной на КГУ, в системе теплоснабжения территории, что обеспечит энергоэффективность системы энергоснабжения. Указанное достигается сопоставлением и анализом графиков тепловой и электрической нагрузки потребителей ЛИЭС. При выборе установленной мощности станции следует оценить коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) при снижении выработки электроэнергии на КГУ в межотопительный период для обеспечения полного полезного использования тепла, выработанного в когенерационном режиме.

Электрическая мощность мини-ТЭЦ. Особенностью ЛИЭС является параллельная работа с внешней электрической сетью, поэтому установленная электрическая мощность мини-ТЭЦ в составе ЛИЭС не должна превышать 25 МВт, что обеспечит функционирование на розничном рынке электроэнергии.

Общеизвестно, что располагаемая мощность складывается из резервной и рабочей мощности. Рабочая мощность мини-ТЭЦ определяется из максимальной мощности электрической нагрузки потребителей с учетом перспективного развития и мощности электроприемников системы теплоснабжения. Наличие резервной мощности обуславливается необходимостью обеспечения бесперебойного электроснабжения, так как мини-ТЭЦ является основным источником в ЛИЭС.

Электрическая связь ЛИЭС и региональной энергосистемы обуславливает возможность выдачи мощности в энергорайон, на размер

которой накладывается ограничение, связанное с требованием исключить реверсивный переток в питающую сеть. Максимальная выдаваемая мощность мини-ТЭЦ не должна превышать загрузки одного силового трансформатора центра питания в режиме минимальных нагрузок, что обычно не более половины мощности трансформатора.

Экономическая эффективность ЛИЭС на базе мини-ТЭЦ. Эффективность включения ЛИЭС на базе мини-ТЭЦ в состав коммунально-энергетической инфраструктуры обеспечивается прежде всего близостью источника энергии к месту потребления, что позволяет снизить вклад сетевой составляющей в стоимость электроэнергии и повысить доступность электроснабжения [3,5]. Например, на территории коммунальной ЛИЭС Березовая в г. Новосибирск стоимость электрической энергии на 10% ниже, чем предельный уровень нерегулируемых цен сбытовых компаний Новосибирской области.

На примере территории «СмартСити-Новосибирск» проведена предпроектная проработка создания ЛИЭС на базе мини-ТЭЦ мощностью 24,4 МВт (таблица 1). В состав потребителей ЛИЭС предложено включить наиболее заинтересованных в доступном и бесперебойном энергоснабжении потребителей, суммарной мощностью 22,2 МВт. Создание ЛИЭС позволит предложить резидентам «СмартСити-Новосибирск» современную систему энергоснабжения, отличающуюся высокой надежностью, экономичностью и экологичностью, что важно для хозяйствующих субъектов и населения.

Таблица 1 –Характеристика мини-ТЭЦ

Оборудование	Мощность агрегата, МВт	Кол-во, шт.	Мощность, МВт
КГУ			
ГПУ J620	3,05 (электрическая)	8	24,4
Завод «Генмоторс»	3,05 (тепловая)		24,4
Котельное оборудование			
УТ-НЗ	20,5	1	21,5
УТ-Н	11	1	

На этапе оценки экономической эффективности проекта получено, что размер капиталовложений на создание мини-ТЭЦ, оснащенной интеллектуальной системой управления составит 1,7 млрд. руб., что уже как минимум в 1,6 раза ниже, чем строительство одной котельной, предусмотренной мастер-планом для организации системы теплоснабжения территории [6]. Расчеты инвестиционной привлекательности показали, что даже при условии поставки всего объема электроэнергии по тарифу для населения и приправленным к нему категориям потребителей, окупаемость проекта не превысит 4 лет.

Заключение. На фоне повышения доступности газовой инфраструктуры и развития отечественного производства когенерационных установок вопросы энергоснабжения при развитии новых территорий должны учитывать малую распределенную энергетику. Включение в состав региональной системы энергоснабжения коммунальной ЛИЭС на базе мини-ТЭЦ позволит обеспечить прогнозируемые и стабильные цены на электрическую энергию, а также снизить нагрузку перекрестного субсидирования в регионе, что в совокупности обеспечивает повышение экономической доступности электроснабжения.

Определяя состав и структуру когенерационного и котельного оборудования мини-ТЭЦ как основного источника в коммунальной ЛИЭС прежде всего необходимо учитывать взаимосвязанность производства тепловой и электрической энергии на КГУ. Требуется сопоставление годовых и суточных графиков тепловой и электрической нагрузок с позиции возможности обеспечения полного полезного использования тепловой энергии в системе теплоснабжения территории.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-29-10171, <https://rscf.ru/project/23-29-10171/> и гранта № р-57 Правительства Новосибирской области в Новосибирском государственном техническом университете.

Литература:

1. Филиппов С. П., Дильман М. Д., Илюшин П. В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов //Теплоэнергетика. – 2019. – №. 12. – С. 4-17.

2. Бык Ф. Л., Мышкина Л. С., Кожевников М. В. Повышение устойчивости энергоснабжения регионов на основе локальных интеллектуальных энергосистем //Экономика региона. – 2023. – Т. 19. – №. 1. – С. 163-177.

3. Илюшин П.В. Обеспечение надежного электроснабжения электроприемников потребителей от собственной распределенной генерации: проблемные вопросы и способы их решения. *iPolytech Journal*. 2022;26(4):640-656. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-4-640-656>

4. Иванова Е. М., Мышкина Л.С. Определение структуры оборудования мини-ТЭЦ В ЛИЭС//Электроэнергетика глазами молодежи: материалы XIII Международной научно-технической конференции, 23–27 октября 2023, Красноярск.

5. Мышкина Л. С. Иванова Е. М., Фролова Я. А. Метод отбора котельных при техническом перевооружении в мини-ТЭЦ/ Problems of the Regional Energetics = Problemele energeticii. – 2023. – № 3. – С. 71–82.

6. Мастер-план развития территории «СмартСити-Новосибирск», Государственное бюджетное учреждение Новосибирской области «Фонд пространственных данных Новосибирской области», URL: <https://geofondnso.ru/projects/smartcity/>

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ В АВТОНОМНЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ (АСЭ) МОЩНОСТЬЮ ДО 10 КВТ

К.В. Ившина

**Южно-Уральский государственный университет,
г. Челябинск, ivshinakv@susu.ru**

Научный руководитель: Сидоров А.И., д.т.н., профессор

В статье дано определение АСЭ, рассмотрено описание логико-вероятностной модели АСЭ с мощностью источника питания до 10 кВт. Рассмотрены возможные события включения человека в электрическую цепь.

The article defines autonomous power supply systems, describes a logical-probabilistic model of these systems with a power supply capacity of up to 10 kW. Possible events of human inclusion in an electrical circuit are considered.

В научно-технической литературе не приводится четкого определения, что такое автономная система электроснабжения. В действующих Правилах устройства электроустановок (ПУЭ), а это главный документ, определяющий надежность и безопасность систем электроснабжения, отсутствует определение автономных систем электроснабжения. В главе 1.7 [1] выделяется только автономный передвижной источник питания электроэнергией, который всегда может быть заменен на стационарный или предусматривается его возможное соединение с сетью. В этом случае будет отсутствовать полная автономизация.

Для нас же важна полная автономность сети, в связи с этим, мы предлагаем определить такую специфическую систему как АСЭ следующим образом. Автономная система электроснабжения – это система, предназначенная для производства, преобразования, трансформации, распределения электрической энергии, источник которой независим от стационарных источников электроэнергии и

обеспечивает потребителей электропитанием, как правило, при отсутствии основной сети [2].

В связи с тем, что в действующих ПУЭ не дано определения АСЭ, не приведена их классификация то и, соответственно, к ним не предъявляются какие-либо специфические требования по вопросу обеспечения электробезопасности и обслуживания этих систем.

Сети с источником мощностью до 10 кВт имеют небольшую протяженность. В данном случае для минимального объема защитных мероприятий будет достаточно периодического контроля изоляции. Чем лучше изоляция проводов относительно земли, тем меньше опасность однофазного прикосновения к проводу.

Напряжение сети 220 В, предполагается подключение однофазных потребителей. Исполнение сети выбираем двухпроводное с изолированными от земли проводами.

Далее представлена схема двухпроводной сети с изолированными от земли проводами и включением человека в электрическую цепь (рис. 1).

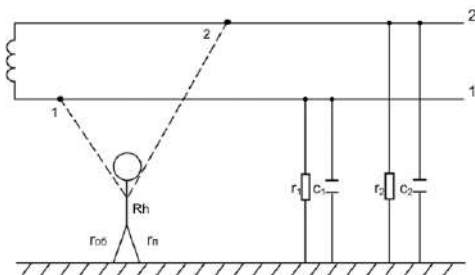


Рис. 1 – Схема включения человека в электрическую сеть (двухпроводную с изолированными от земли проводами)

Для того чтобы повысить надежность и избежать прикосновения сразу к двум изолированным проводам их прокладывают отдельно друг от друга в разных кабель-каналах, что также исключает возможность замыкания между ними. Далее рассмотрим случай, когда человек прикасается к одному из проводов (на рисунке это вариант 1 или вариант 2).

Ниже рассмотрим двухпроводную сеть с изолированными от земли проводами с помощью логико-вероятностного моделирования (ЛВМ) и проследим переход от безопасной ситуации к опасной, которая приводит к поражению электрическим током.

В основу оценки уровня электробезопасности при эксплуатации двухпроводной сети с изолированными от земли проводами может быть положено представление о поражении человека электрическим током,

как о случайном совмещении ряда опасных состояний взаимодействия человека и электрооборудования.

При построении ЛВМ общая вероятность группы событий, последовательно соединенных в структурной схеме, рассчитывается по теореме умножения вероятностей.

Если человек случайно коснулся к токоведущей части, находящейся под напряжением, то поражение может произойти тогда, когда сопротивление тела человека и изоляции малы (опасные события X3 и X5). В этом случае возникает опасный ток через тело человека.

Логико-вероятностная модель, отражающая процесс возникновения электроопасной ситуации при эксплуатации двухпроводной сети с изолированными от земли проводами, представлена на рисунке 2.

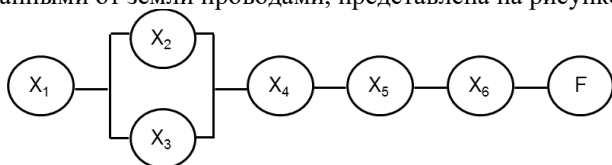


Рис.2 – Логическая схема электропоражения в двухпроводной сети с изолированными от земли проводами

Применительно к двухпроводной сети с изолированными от земли проводами напряжением до 1000 В, рассмотрим группы событий, которые могут привести к поражению человека электрическим током, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – События ЛВМ электропоражения в АСЭ

Группа событий	Обозначение события	Содержание события
События, связанные с человеком	X ₂ , X ₃	Прикосновение человека к проводу
	X ₆	Низкое сопротивление тела человека
События, характеризующие состояние СОЭ	X ₄	Низкое сопротивление изоляции сети (повреждение изоляции)
	X ₅	Отказ автоматического выключателя
События, характеризующие электрооборудование	X ₁	Наличие напряжения

Учтем, что общая вероятность группы событий, последовательно идущих в схеме одно за другим (логическая операция «и»), подсчитывается по теореме умножения вероятностей, а общая вероятность группы событий, расположенных в схеме параллельно

(логическая операция «или»), подсчитывается по теореме сложения вероятностей. Вероятность возникновения электроопасной ситуации, которая может привести к поражению человека электрическим током не должна превышать 10^{-6} .

С учетом вышеизложенного, запишем формулу для определения вероятности возникновения электроопасной ситуации P_F :

$$P_F = 1 - ((1 - P(X_2) \cdot P(X_4) \cdot P(X_5) \cdot P(X_6)) \cdot (1 - P(X_3) \cdot P(X_4) \cdot P(X_5) \cdot P(X_6)))$$

Подставляя полученные значения вероятностей, получим:

$$P_F = 1 - ((1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3 \cdot 10^{-2} \cdot 3 \cdot 10^{-2} \cdot 0,5) \cdot (1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3 \cdot 10^{-2} \cdot 3 \cdot 10^{-2} \cdot 0,5)) = 7,8 \cdot 10^{-7}$$

Вероятность поражения человека в АСЭ, выполненной двухпроводной сетью с изолированными от земли проводами имеет численное значение равное $7,8 \cdot 10^{-7}$, что говорит о высокой надежности таких систем.

Литература:

1. Правила устройства электроустановок [Текст]: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2003.
2. *Ившина, К.В.* Автономные системы электроснабжения как средство обеспечения электробезопасности при ведении открытых горных работ / К.В. Ившина // Труды III Международной научно-практической конференции. Екатеринбург, – 2021. – С. 65–68.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ УЗЛА НАГРУЗКИ С АСИНХРОННЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

А.А. Комписенко

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, kompis2003@gmail.com**

Научный руководитель: Дулов И.В., ассистент

Разработано устройство измерения уровней напряжения узла нагрузки на базе микроконтроллера Arduino Uno R3. Погрешность определения действующего значения напряжения составляет менее 4,5 %. Введение

поправочных коэффициентов, зависящих от напряжения, снизило погрешность до 0,5 %.

A device for measuring the voltage stages of a load node based on the Arduino Uno R3 microcontroller has been developed. The error in determining the effective voltage value is less than 4.5 %. The introduction of a correction factor depending on the voltage reduced the error to 0.5 %.

В автономных или изолированных энергосистемах суммарная генерируемая мощность соизмерима с мощностью единичных электроприемников, которыми, зачастую, являются асинхронные двигатели (АД), доля которых в структуре потребления в промышленном секторе составляет не менее 80 % [1]. Наличие электроприемников большой энергоемкости в системах соизмеримой мощности приводит к необходимости контроля параметров узла нагрузки с АД с целью сохранения их устойчивой работы. В данной работе представлено устройство для измерения действующего значения напряжения, созданного на базе микроконтроллера Arduino Uno, которое позволит контролировать параметры узла нагрузки. Схема устройства представлена на рисунке 1.

Согласно ГОСТ-32144, в котором регламентировано предельное отклонение напряжения, составляющее 10%, предельное мгновенного значение напряжения на электрооборудовании составляет 591 В [2]. Предельное значение измеряемого напряжения разработанным устройством составляет 426 В, что выше допустимого на 1,9%.

Схема рисунка 1 разделена на 4 части:

1. Входная. Состоит из клемм, подключенных к источнику напряжения.
2. Преобразовательная. Состоит из делителя напряжения с коэффициентом деления равным 482.
3. Усилительная. Включает в себя: инвертирующий усилитель с коэффициентом усиления равным 2; подключенный к не инвертирующему входу операционного усилителя (ОУ) делитель напряжения с коэффициентом деления 2, на вход которого подаётся 5 В постоянного напряжения.
4. Выходная. Состоящая из клеммы, передающей выходной сигнал на аналоговый вход микроконтроллера.

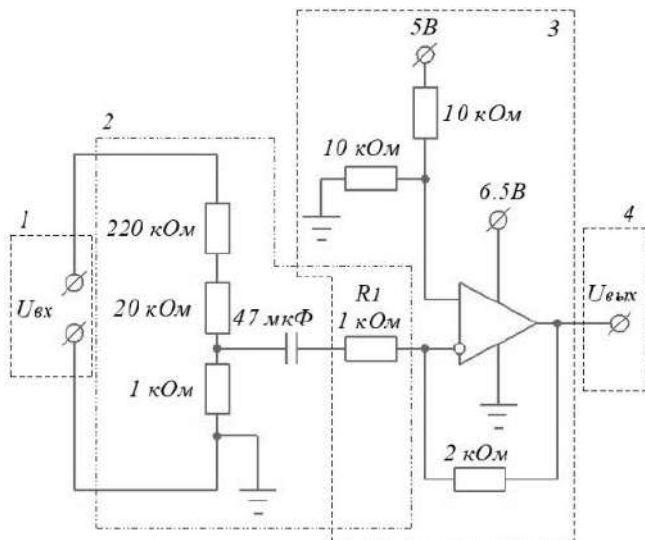


Рис.1 – Схема измерителя напряжения, подключаемого к микроконтроллеру

На рисунке 1 при подаче с части 1 на часть 2 предельного мгновенного напряжения ($U_{вх} = 602,5$ В) на резисторе R_1 падение напряжения составляет 1,25 В. В части 3 амплитуда преобразованного сигнала равняется 2,5 В, нулевая точка поднята на 2,5 В, выходной сигнал $U_{вых}$ находится в диапазоне от 0 до 5 В, так как данным диапазоном ограничена измерительная способность микроконтроллера. В ветвь с резистором R_1 установлен конденсатор емкостью 47 мкФ с целью защиты источника измеряемого напряжения от протекания на него постоянного тока.

На аналоговый вход микроконтроллера с выхода ОУ подается преобразованный переменный сигнал с частотой дискретизации 8,3 Гц. Из полученных мгновенных значений напряжения определяется действующее в соответствии с формулой (1). По (1) рассчитывается среднеквадратичное значение мгновенных напряжений за один период (u_n – мгновенное значение напряжения, n – количество мгновенных значений в одном периоде):

$$U = \sqrt{\frac{u_1^2 + u_2^2 + \dots + u_n^2}{n}} \quad (1)$$

На рисунке 2 представлена кривая, полученная в результате измерения напряжения в сети 220 В. В наблюдаемом сигнале присутствуют искажения, которые не окажут значительного влияния на результаты измерений, так как мало их отклонение от эталонной синусоиды с амплитудой 311 В и частотой 50 Гц.

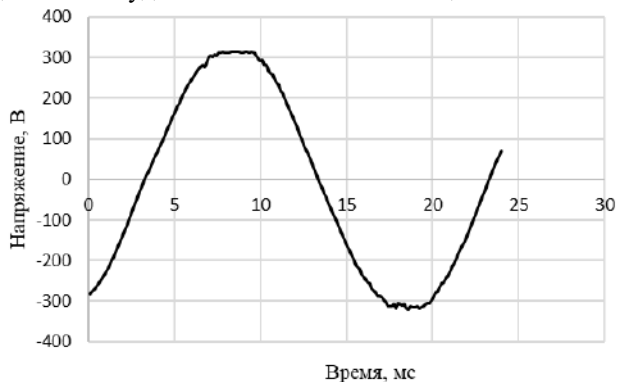


Рис.2 – Кривая напряжения сети 220 В

В таблице 1 приведены результаты измерения напряжения созданным измерительным устройством и устройством «РЕТОМЕТР-М2», имеющим класс точности 0,1 %.

Таблица 1 – Сравнение измерений созданного устройства и прибора «РЕТОМЕТР-М2»

Без поправочных коэффициентов			С поправочными коэффициентами		
$U_{П}$, В	$U_{М2}$, В	δU , %	$U_{П}$, В	$U_{М2}$, В	δU , %
46,679	48,690	4,130	63,475	63,230	0,386
59,749	62,350	4,172	75,989	75,950	0,051
71,189	74,510	4,457	88,157	88,030	0,144
83,331	86,810	4,008	99,124	99,180	0,056
95,285	99,220	3,966	101,695	101,800	0,103
107,371	111,700	3,876	109,215	109,300	0,078
117,330	121,900	3,749	111,648	111,800	0,136
130,788	135,900	3,762	122,858	122,900	0,034
141,743	147,300	3,773	133,210	133,400	0,142
152,990	158,300	3,354	146,946	147,300	0,240

Из таблицы 1 видно, что погрешность измерения напряжения созданным измерительным устройством составляет менее 4,5 %, причем действующие значения напряжения, получаемые разработанным

устройством, меньше, чем напряжение, полученное измерительным устройством «РЕТОМЕТР-М2», из этого можно сделать вывод, что при измерениях разработанным измерительным устройством присутствует систематическая погрешность, которая может быть вызвана падением напряжения на соединительных проводах и контактах, не учтенным в теоретической модели. Для устранения данной погрешности методом наименьших квадратов было получено уравнение прямой, аппроксимирующей зависимость погрешности измерения напряжения от его фактического уровня (1) (U_{II} – действующее напряжение, полученное созданным устройством, U_{M2} – действующее напряжение, полученное устройством «РЕТОМЕТР-М2»):

$$U_{M2} = 1,0285U_{II} + 1,0897 \quad (2)$$

Из таблицы 1 видно, что погрешность измерения устройством с учтёнными поправочными коэффициентами из уравнения (2) не превышает 0,5 %, что является допустимым.

В данной работе разработано измерительное устройство, измеряющее уровни напряжения узла нагрузки на базе микроконтроллера Arduino Uno R3. В ходе исследования было установлено, что погрешность измерения составляет менее 0,5 %. В дальнейшем на основе разработанной системы измерения действующего напряжения планируется разработка системы измерения тока и частоты, на базе которых будет разработана автоматика для контроля устойчивой работы АД.

Литература:

1. *Иванов-Смоленский А.В.* Электрические машины. – М.: Высшая школа, 1980. – 890 с.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения = Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems. – Введ. 01-07-2014. – М.: Стандартинформ, 2014. – 21 с.

РАЗРАБОТКА СПОСОБА СНИЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ НА КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ

В.В. Кондратьева

**Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение
города Иркутска средняя общеобразовательная школа №80**

г. Иркутск, vasilinak053@gmail.com

Научный руководитель: Кондратьев В.В.

В работе рассмотрен способ сокращения потерь электроэнергии в контактных соединениях. Представлена методика изготовления электропроводящего материала и результаты анализа его эффективности.

The paper discusses a method for reducing electricity losses in contact connections. A technique for manufacturing an electrically conductive material and the results of an analysis of its effectiveness are presented.

В данном проекте рассматривается способ сокращения потерь электроэнергии в силовых контактных соединениях и уменьшения в них сопротивления путём нанесения на контактирующие поверхности электропроводящего материала. Исследуется электропроводящий материал, его состав, методика изготовления, результаты применения.

Для вычисления результатов использовался закон Джоуля-Ленца: количество теплоты, выделяющееся в проводнике с током, прямо пропорционально квадрату силы тока, сопротивлению проводника и времени прохождения тока, и выражается формулой:

$$Q=I^2Rt$$

Учитывались: внутренняя энергия проводника, факторы, влияющие на макрорассеивающую способность электролитов, контактная разность потенциалов, контакт двух металлов, закон Вольта, также рассмотрен материал, снижающий энергетические потери на контактных соединениях электрических сетей.

Материал, снижающий энергетические потери на контактных соединениях электрических сетей, содержащий медь, материал дополнительно содержит олово и вспененный никель, равномерно распределенные в объёме материала, позволяющего проводить электрический ток до 10000А, при следующем соотношении компонентов, масса %: олово 68,32; никель 25,92; медь 4,32.

Технический результат: снижение энергетических потерь на контактных соединениях электрических сетей за счёт снижения разности потенциалов на 92-97%.

Таблица 1 – Состав испытанных материалов

№	Элемент	Весовой %
1	Sn	68,32
2	Ni	25,92
3	Cu	4,32

Материал, снижающий энергетические потери на контактных соединениях электрических сетей, содержащий медь, отличающийся тем, что он дополнительно содержит олово и вспененный никель, равномерно распределенные в объеме материала, позволяющего проводить электрический ток до 10000 А, при следующем соотношении компонентов, мас. %: олово 68,32; никель 25,92; медь 4,32.

Для испытаний был изготовлен исследовательский стенд для измерения результатов практических экспериментов по определению контактного сопротивления соединения разных материалов и буферных материалов.

Выводы к результатам практических экспериментов

Буферные материалы показывают высокую эффективность снижения контактного сопротивления разнородных металлов – снижение более, чем в 16 раз. Практическая значимость заключается в снижении тепловых потерь электроэнергии на контактах. Тепловые потери рассчитывались в соответствии с законом Джоуля-Ленца:

$$Q=I^2Rt,$$

где: - Q – тепловые потери электрической энергии, Вт×ч (1Вт×ч =3600 Дж);

- I – сила тока, А;

- R – сопротивление участка цепи, Ом;

- t – время протекания тока, ч.

Так при пропускании через стенд электрического тока силой 10 А в течение 1 часа тепловые потери в соответствии с законом Джоуля-Ленца составили:

- в эксперименте № 1: $Q=(10)^2 \times 16,4 \times 1=100 \times 16,4 \times 1=1640 \text{ Вт} \times \text{ч}=1,64 \text{ кВт} \times \text{ч}$;

- в экспериментах № 2-5: $Q = 100 \div 140 \text{ Вт} \times \text{ч}$,

то есть в $1640/140 \div 1640/100 = 11,71 \div 16,4$ раза меньше.

Рассчитаем эффект от применения материала, например на Иркутском алюминиевом заводе. Количество электролизеров на 5 серии ИркаЗа составляет 200шт, сила тока - 300 кА, разность потенциалов (напряжение) - 4,5 В.

Снижение разности потенциала за счет композитных материалов примем на уровне 10%. Таким образом, снижение потерь электроэнергии составит:

$$4,5 \text{ В} \times 0,1 \times 300 \text{ кА} \times 200 \text{ электролизеров} = 27 \text{ 000 кВт}\times\text{ч}$$

В результате исследований создан материал для снижения тепловых потерь на контактных соединениях, с помощью которого получены минимальные потери электрического тока и рассчитана экономия электроэнергии при использовании новых композитных материалов.

Литература:

1. Пат. 2411305 Российская Федерация, МПК С 23С 26/02. Способ обработки контактных поверхностей разборного электрического контактного соединения / Рябов В. А. — Заявл. 30.12.2008 г. ;опубл. 10.02.2011.

2. Компенсация потерь электроэнергии и повышение надежности контактных соединений / ООО «ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЯ» // Энергоэнергия. Передача и распределение. — 2015. — № 3 (30) — С. 56–60. — ISSN 2218–3116.

3. Ковалев А. А., Даниленко Д. С. Анализ структуры энергопотребления собственных нужд электропоезда // Электроэнергетические комплексы и системы: история, опыт, перспектива: сборник научных трудов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, посвященной 60-летию кафедры «Системы электроснабжения» и 100-летию плана ГОЭЛРО / под ред. И. В. Игнатенко, С. А. Власенко. — 2020. — С. 112–117.

4. Анализ показателей качества электроэнергии в сетях нетяговых потребителей железнодорожного транспорта / А. А. Ковалев, Т. Т. Шаюхов, С. А. Чебаков, А. Т. Шарапов // Транспорт Урала. — 2020. — № 4 (67). — С. 86–90. — ISSN 1815–9400

УСЛОВИЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕУСТОЙЧИВЫХ ОДНОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В ЛИНИЯХ СВН С УСТАНОВКАМИ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

К.Э. Кошевой

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, k.koshevoy@gmail.com

Научный руководитель: Красильникова Т.Г., д.т.н.

В данной работе рассматриваются вопросы однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) в транспонированной линии СВН, оснащенной установками продольной компенсации (УПК) 3-лучевыми, и 4-лучевыми шунтирующими реакторами (ШР). Разрабатывается алгоритм для расчета вторичных токов дуги (ВТД) и восстанавливающихся напряжений (ВН). Выясняются особенности осуществления ОАПВ при авариях на различных шагах транспозиции.

This report examines the issues of single-phase automatic re-closing in an ultra-high voltage transposed transmission line equipped with an installation of longitudinal compensation, 3-beam and 4-beam shunt reactors (SR). An algorithm for calculating secondary arc currents and recovery voltage is presented. The features of the implementation of single-phase automatic re-closing in case of accidents at various transposition section are clarified.

В [1] была обоснована схема дальней электропередачи класса 500 кВ и длиной линии 1000 км с использованием двух УПК, равномерно распределенных в средней части линии. В данной работе решается проблема ликвидации неустойчивых наиболее вероятных ОКЗ.

Для станции, работающей на ДЭП, важно обеспечивать быструю ликвидацию (ОКЗ) путём использования ОАПВ. Для ВЛ СВН более 70% ОКЗ являются неустойчивыми и могут сами ликвидироваться в бестоковую паузу. Успешность ОАПВ определяется характеристиками вторичной дуги в длинных промежутках и эффективностью методов для снижения вторичного тока дуги (ВТД) и после гашения вторичной дуги восстанавливающегося напряжения (ВН).

Гашение вторичной дуги определяется ВТД, протекающим в дуге до её гашения и ВН, возникающим в месте вторичной дуги после её гашения. Необходимо также принимать во внимание степень загрузки линии и увеличение угла между напряжениями по концам линии во время динамического перехода, достигающего величин $\delta \approx 2\lambda$.

Имеется много работ, посвященных проблеме ликвидации неустойчивых ОКЗ. При этом адекватное моделирование линии является необходимым условием для получения корректных результатов. В следующем разделе описывается методика,

использующая теорию 8-полюсников, для надлежащего учета транспозиции линий.

Анализ для ВЛ 500 кВ с горизонтальным расположением фаз с одним циклом транспозиции. На рисунке 1 показана схема ДЭП с транспонированной линией, вытекающая из [1], применительно к которой рассматривается вопрос ликвидации неустойчивых ОКЗ в паузу ОАПВ.

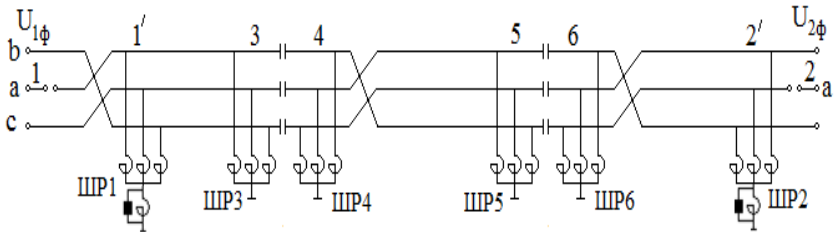


Рис.1 – Полная трехфазная схема для расчета ВДТ и ВН

Алгоритм расчета ВДТ и ВН в линии с реальной транспозицией.

Наиболее универсальным методом расчета является матричный метод, в котором линия и другие элементы электропередачи представляются в фазных координатах. На рисунке 2 представлена схема для расчета ВДТ в i -ом узле в виде каскадного соединения отдельных участков, каждый из которых замещается соответствующим 8-полюсником.

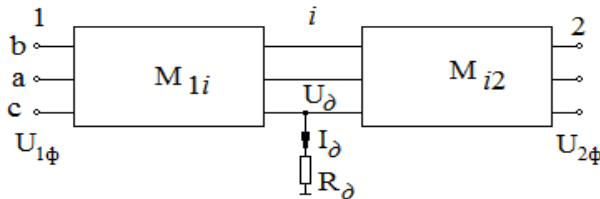


Рис.2 – Эквивалентная схема для расчета ВДТ и ВН

$$\mathbf{M}_{12} = \mathbf{M}_{1i} \mathbf{M}_{\delta} \mathbf{M}_{i2} \quad (1)$$

ВДТ зависит от сопротивления вторичной дуги, которое является нелинейной функцией ВДТ. Принимая во внимание модель дуги, представленную в [3], сопротивление дуги для ВЛ 500 кВ можно аппроксимировать следующим выражением:

$$R_{\partial} = \frac{A}{I_{\partial}^{\alpha}}, \text{ где } \alpha = 1.4, \quad A \approx 1,3 \times 10^5 \quad (2)$$

При определении вероятности успешного ОАПВ возникает вопрос, каким сопротивлением должна учитываться дуга. С другой стороны, входное сопротивление схемы относительно места повреждения при отключенной аварийной фазе с двух сторон на порядок превышает R_{∂} , т.е. сопротивление дуги не оказывает заметное влияние на ВТД.

Алгоритм для определения ВТД строится следующим образом. Сначала определяется полная фазная матрица всей схемы и участка $i2$ согласно (1). Далее определяются соответствующие подматрицы этих полных матриц

$$\begin{aligned} A_{12} &= \text{submatrix}(M_{12}, 0, 2, 0, 2), \\ B_{12} &= \text{submatrix}(M_{12}, 0, 2, 3, 5), \\ A_{i2} &= \text{submatrix}(M_{i2}, 0, 2, 0, 2), \\ B_{i2} &= \text{submatrix}(M_{i2}, 0, 2, 3, 5). \end{aligned} \quad (3)$$

Определив вектор-столбец фазных токов в конце схемы

$$I_{2\phi} = B_{12}^{-1}(U_{1\phi} - A_{12}U_{2\phi}) \quad (4)$$

находим вектор-столбец фазных напряжений в i -ом узле в месте горения дуги. Далее определяем напряжение в месте горения вторичной дуги и соответственно амплитуду вторичного тока дуги.

Анализ ВТД и ВН при реальной транспозиции ВЛ. Необходимые условия, при которых гарантируется успешное ОАПВ. Длительность паузы успешного ОАПВ примем в диапазоне 0.5-1.0 сек, что требует удовлетворение условия:

$$I_{\text{втд}} \leq 10 - 45A_{\text{ампл}} \quad (5)$$

Второе обстоятельство, которое должно приниматься в расчет, это приемлемые условия работы защитных аппаратов ОПН в паузу ОАПВ.

После гашения дуги имеет место реакция отключенной фазы, обусловленная взаимодействием емкостных и индуктивных элементов

электропередачи. Как показано в [4], для ВЛ 500 кВ величина $U_{вн,доп}=230$ кВ, и должно выполняться условие $U_{вн} \leq U_{вн,доп}$ (6).

Основным средством для снижения ВТД является включение нулевых реакторов в нейтрали ШР рисунок 3.

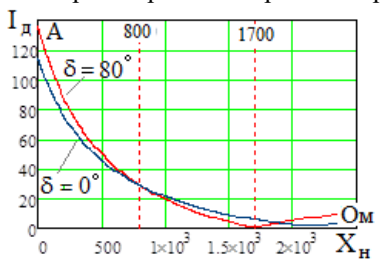


Рис.3 – Зависимость ВТД в точке 2' от R нулевого реактора

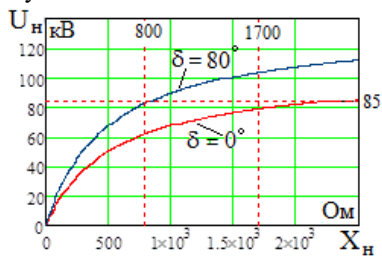


Рис. 4 – U_n на нейтрали ШР1 в зависимости от R нейтрального реактора

Для обеспечения допустимого U_n реакторов ШР1 и ШР2 необходимо снизить X_n , как показано на рисунке 4. ВТД при аварии в любом пункте линии не будет превышать значения 30 А, и необходимая длительность паузы ОАПВ составит 0,7 с, это удовлетворяет условию (6).

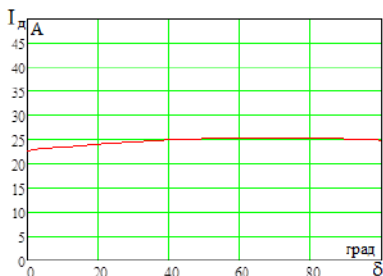


Рис.5 – Зависимость ВТД в узле 2' от углового сдвига конечных напряжений

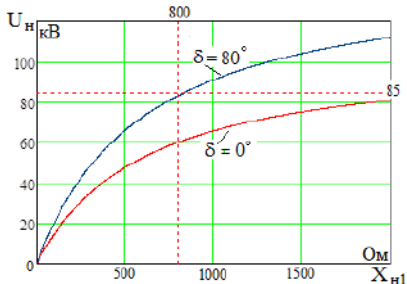


Рис. 6 – U_n нейтрали ШР1 в зависимости от $X_{н1}=800$ Ом нулевого реактора

Заключение. Обоснован метод для анализа ОАПВ в транспонированной линии СВН, оснащенной УПК, 3-х и 4-лучевыми ШР. Алгоритм позволяет рассчитывать ВН и ВТД в промежуточных точках аварийной фазы, принимая в расчет реальную транспозицию линии с горизонтальным расположением фаз.

Доказано, что использование одинаковых нулевых реакторов в нейтралах ШР, установленных по концам линии, недостаточно для

эффективного ограничения ВТД при допустимых U_n нейтралях ШР. В этом отношении предпочтение следует отдать варианту, с установкой в конечных пунктах электропередачи нулевые реакторы с разным X_n .

Литература:

1. Самородов Г.И., Красильникова Т.Г., Кошевой К. Э. Пропускная способность дальних электропередач с установкой продольной компенсации // Электричество, 2020, №3, с. 12-17.
2. Раишес В.С. Обобщение эксплуатационных данных эффективности ОАПВ ВЛ СВН и опытных данных времени гашения дуги подпитки // Электрические станции, 1989, №3, с. 65-72.
3. V.V. Terzija, H. J. Koglin On the Modeling of Long Arc in Still Air and Arc Resistance Calculation // IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 19, No 3, July 2004.
4. Самородов Г.И., Красильникова Т.Г. Методика анализа ликвидации неустойчивых однофазных коротких замыканий в транспонированных линиях СВН. АПЭП, 2018, Новосибирск.
5. Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений. Под редакцией М.Л. Левинштейна. М.: Энергоатомиздат, 1991, 256 с.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ АРЗКЗ БИЙСКОЙ ТЭЦ-1

Р.А. Лазовский, М.В. Цуран

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, lazovskiy.roman18@gmail.com**

Научный руководитель: Арестова А.Ю., ст. преподаватель

Работа посвящена анализу логики срабатывания и параметров настройки автоматики разгрузки при близких или затяжных коротких замыканиях, в связи с образованием новой транзитной ЛЭП 110 кВ Бийская ТЭЦ-1 - Алтайская долина.

The paper is devoted to the analysis of logic and parameters of adjustment of unloading automatics at close or prolonged short circuits, in connection with the formation of a new transit transmission line 110 kV Byskaya SHPP-1 - Altai valley.

Согласно перечню реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше [1], в период с 2023-2025 гг. будет производиться строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I (II) цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета до ПС 110 кВ Алтайская долина, что

подразумевает анализ необходимости реконструкции автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) Бийской ТЭЦ-1. В частности, автоматики разгрузки при затяжном коротком замыкании (АРЗКЗ), предназначенной для сохранения динамической устойчивости генераторов электростанции при возникновении трехфазных КЗ на ВЛ 110 кВ вблизи шин 110 кВ Бийской ТЭЦ-1.

Анализ динамической устойчивости генераторов Бийской ТЭЦ-1 необходимо проводить с соблюдением критерия неперевышения максимально допустимого перетока (МДП) в КС ББУ-3 [2]. В состав КС “Барнаульско-Бийский узел 3” входят ВЛ 220 кВ Троицкая – Бийская и ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская. Фрагмент сети, прилегающий к сечению ББУ-3, представлен на рис. 1. Граничные значения МДП по КС ББУ-3 составляют «+105...-160» МВт. За прямое принято направление “в сторону ПС 220 кВ Бийская”.

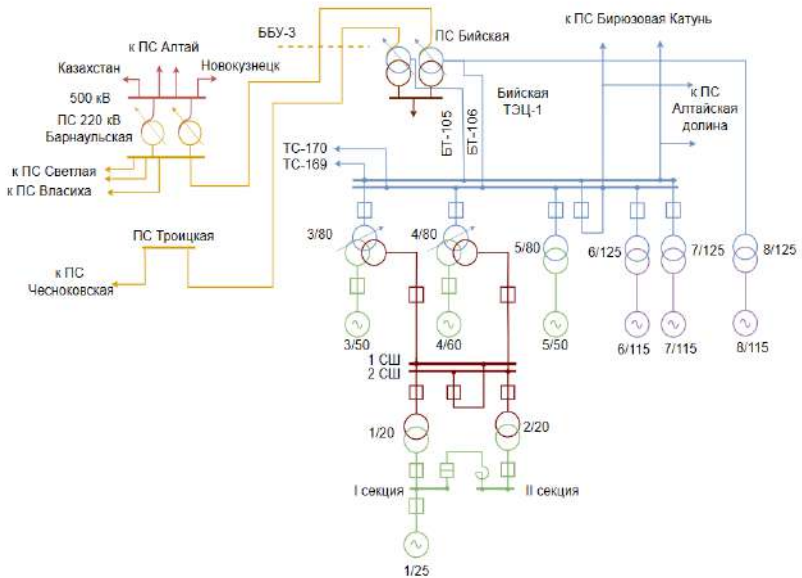


Рис. 1 – Фрагмент сети Бийского энергоузла

Установленные комплекты противоаварийной автоматики Бийской ТЭЦ-1 увеличивают допустимую загрузку КС ББУ-3. АРЗКЗ в нормальном режиме при фиксации близких трехфазных КЗ без выдержки времени действует первой ступенью на отключение генераторов (ОГ) Бийской ТЭЦ-1 и выключателей ВЛ БТ-105, ВЛ БТ-106 (рис. 1) без запрета АПВ. Количество и выбор отключаемых генераторов определяется автоматически, согласно таблицам 1 и 2. Срабатывание 2-й ступени АРЗКЗ происходит согласно логике, представленной на рисунке 2.

Таблица 1 - Матрица срабатывания 1 ступени АРЗКЗ

	Лето					Зима
	схема л1	схема л2	схема л3	схема л4	схема л5	схема з1
ТГ-1	Х		Х	Х		Х
ТГ-3	Х	Х		Х	Х	Х
ТГ-4	Х	Х	Х	Х		Х
ТГ-5	Х	Х	Х	Х	Х	Х
ТГ-6	Х	Х	Х			Х
ТГ-7	Х	Х	Х	Х	Х	Х

Таблица 2 - Матрица управляющих воздействий 1 ст.АРЗКЗ

Схема №	Элемент, отключаемый 1 ступенью АРЗКЗ					
	БТ-105	БТ-106	ГТ5	ГТ6	ГТ7	ШСВ
Схема л1	Х	Х	Х	Х	Х	Х
Схема л2	Х	Х	Х	Х	Х	Х
Схема л3	Х	Х		Х	Х	Х
Схема л4	Х	Х	Х		Х	Х
Схема л5	Х	Х			Х	Х
Схема з1	Х	Х		Х	Х	Х

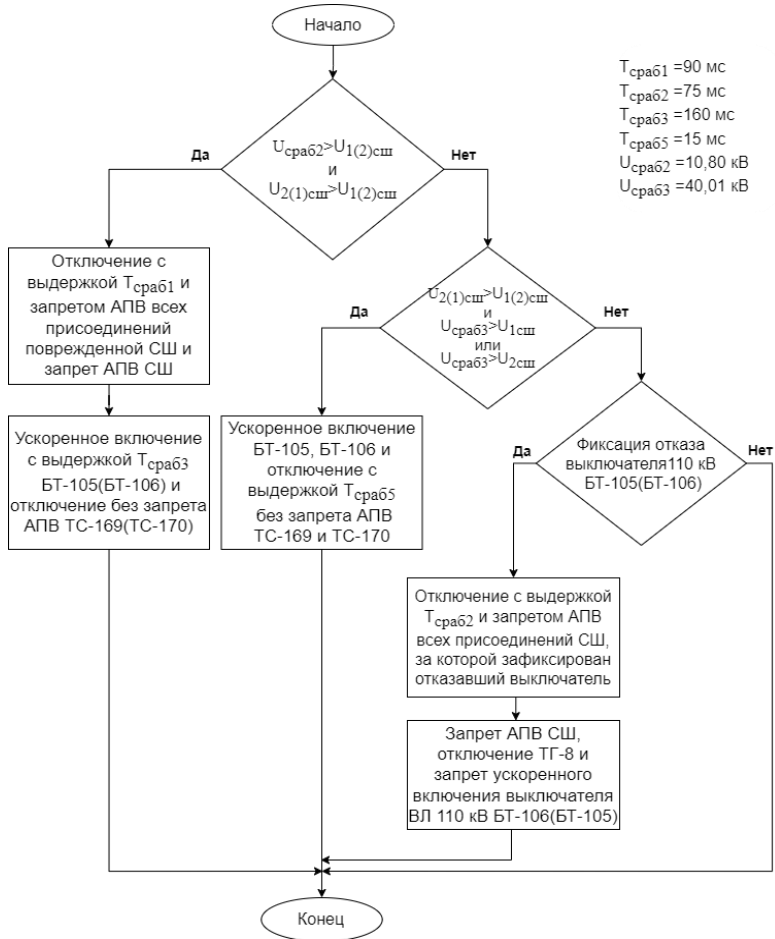


Рис. 2 – Блок-схема логики срабатывания 2 ступени АРЗКЗ

Анализ динамической устойчивости проведен для летних и зимних минимальных режимов 2025 и 2028 гг., при всех группах нормативных возмущений вблизи шин Бийской ТЭЦ-1, согласно [3]. Расчет показал, что 3ф КЗ устраняются действием АРЗКЗ без нарушения устойчивости генераторов. На рис. 3 представлен пример срабатывания 1 и 2 ст. АРЗКЗ при 3ф КЗ на ВЛ ТС-169. Однофазные КЗ вблизи шин Бийской ТЭЦ-1 с отказом выключателя и действием УРОВ, однако, приводят к нарушению устойчивости (таблица 3). Предельное время отключения однофазного КЗ для различных режимов составляет 0,43-0,48 с.

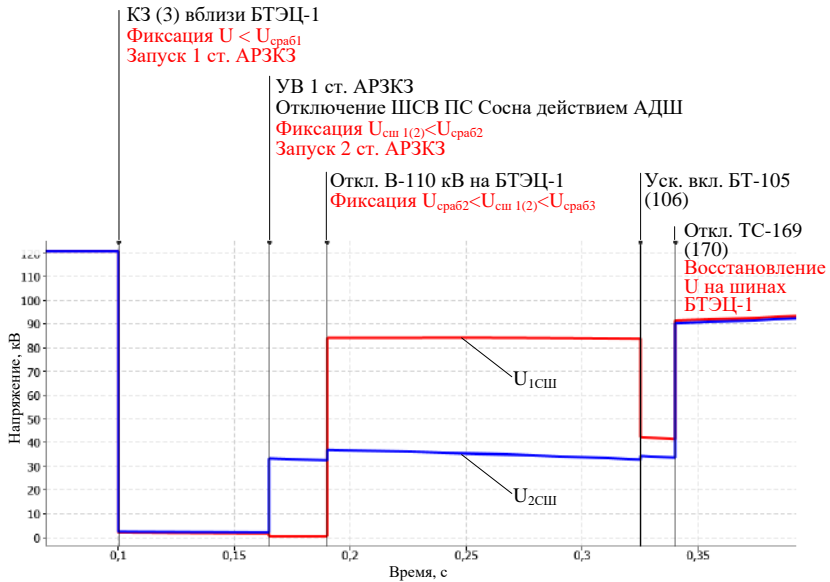


Рис. 3 – Последовательность событий при КЗ на шинах Бийской ТЭЦ

Таблица 3 - Анализ динамической устойчивости Бийской ТЭЦ-1

№	Место КЗ	Вид КЗ	Лето					Зима
			л1	л2	л3	л4	л5	з1
1	ВЛ ТС-169	1ф КЗ с УРОВ						
		3ф КЗ						
2	ВЛ ТС-170	1ф КЗ с УРОВ						
		3ф КЗ						
3	ВЛ БТ-105	1ф КЗ с УРОВ						
		3ф КЗ						
4	ВЛ БТ-106	1ф КЗ с УРОВ						
		3ф КЗ						
Примечание:								
	Нарушение устойчивости			Срабатывание 1 и 2 ст. АРЗКЗ				
	Устойчиво			Срабатывание 1 ст. АРЗКЗ				

Таким образом, строительство ЛЭП 110 кВ Бийская ТЭЦ – Алтайская долина не требует корректировки параметров срабатывания АРЗКЗ. Однако рекомендуется уменьшение уставок срабатывания основных защит ВЛ ТС-169 (170) и БТ-105 (106) для обеспечения динамической устойчивости при однофазных КЗ с отказом выключателя.

Литература:

1. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы Республика Алтай и Алтайский край – Текст: электронный. – URL: <https://www.so-ups.ru/> (дата обращения: 19.11.2022)

2. Ерошенко С.А., Егоров А.О., Самойленко В.О., Хальясмаа А. И. Расчеты допустимых перетоков мощности в энергосистемах: учебное пособие // Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017

3. Приказ Минэнерго России от 3 августа 2018 года № 630 г. Москва “Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок “Методические указания по устойчивости энергосистем”

МОНИТОРИНГ И ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ НА ОСНОВЕ БЕНЧМАРКИНГА

В.М. Лесс, Д.А. Павлюченко, В.Я. Любченко

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, lessv134@gmail.com**

Научный руководитель: Павлюченко Д.А. к.т.н. доцент

В статье рассмотрена методика оценки энергоэффективности на основе бенчмаркинга энергопотребления. Для его проведения предложен интегральный показатель энергоэффективности. Произведен анализ энергоэффективности филиалов электросетевой организации. В качестве математического аппарата в исследованиях использован метод анализа иерархий Саати, который успешно применяется на практике для принятия решений в сложных организационно-технических системах. Автоматизация процесса расчета интегрального показателя, а также его анализ, производится с использованием Matlab.

The article discusses a methodology for assessing energy efficiency based on energy consumption benchmarking. For its implementation, an integral indicator of energy efficiency is proposed. The analysis of the energy efficiency of the branches of the power grid organization has been carried out. The research uses the method of hierarchy analysis as a mathematical apparatus. Automation of the process of calculating the integral indicator, as well as its analysis, is carried out using Matlab

Энергосбережение является одной из стратегических задач государства, определяющих его экономическую безопасность. От

результатов решения этой задачи зависит сохранность природных ресурсов, степень загрязнения окружающей среды выбросами продуктов сгорания топлива, а также уровень жизни граждан. Актуальность вопроса энергосбережения и повышения энергетической эффективности в России подтверждается непрерывной реализацией правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер [1]. В качестве одного из актуальных подходов к управлению энергосбережением и энергоэффективностью в мировой практике используется бенчмаркинг энергопотребления [2-3]. Бенчмаркинг подразумевает непрерывный процесс рейтингового сравнения, направленный на поиск лучших приемов, инструментов и способов, характерных для организаций лидеров.

В качестве основы для проведения бенчмаркиговых исследований в работе предложен интегральный показатель (ИП) энергоэффективности. С использованием интегрального показателя составляется рейтинг рассматриваемых электросетевых организаций, выявляется лидер, а также наиболее значимые критерии энергоэффективности. Формирование ИП производится на основе метода анализа иерархии Т. Саати [4]. Этот метод является систематической процедурой для иерархического представления элементов, определяющих суть проблемы. Его идея заключается в декомпозиции рассматриваемой проблемы на более простые составляющие и дальнейшей обработке лицом, принимающим решения по матрицам парных сравнений. Таким образом, применение данного метода позволяет выявить факторы, в той или иной степени влияющие на достижение цели, и распределить их по уровням в зависимости от степени и характера влияния.

На рис.1 представлена двухуровневая иерархическая модель энергетической эффективности электросетевых организаций. Верхний уровень состоит из показателей, предоставляющих общие сведения об организации. К ним относятся сведения об энергобалансе, технической оснащенности и квалификации персонала



Рис.1 – Модель иерархии

Анализ иерархии начинается с попарного сравнения критериев группой экспертов, анкетирование которых производится с использованием разработанных Google Forms.

По результатам анкетирования составляются обратно симметричные матрицы. Алгоритм метода анализа иерархии подразумевает далее расчет компонент собственного вектора каждой матрицы, определение нормированной оценки вектора локальных приоритетов, проверку мнения каждого респондента на согласованность и расчет весовых коэффициентов.

Следует отметить, что помимо определения веса каждого показателя, необходимо также проанализировать, как именно рассматриваемые индикаторы изменяют энергоэффективность организации.

Интегральный показатель, используемый в дальнейшем для составления рейтинга электросетевых организаций, определяется по выражению (1).

$$K_{интегр} = \sum_j (T_j \cdot P_j) + \sum_i (T_i \cdot (1 - P_i)), \quad (1)$$

где T_i , T_j – весовые коэффициенты i -го и j -го показателей соответственно, P_i , P_j – значение коэффициенты i -го и j -го показателей соответственно, j – индекс показателя, повышающего рейтинг, i – индекс показателя, понижающего рейтинг.

Для реализации предложенного подхода разработана информационно-аналитическая система (ИАС) рис.2. Работа ИАС реализована в трех подсистемах. Подсистема оценки критериев эффективности включает в себя обработки обратного симметричных матриц МАИ, а также определение интегральных показателей сравниваемых организаций.



Рис.2 – Информационно-аналитическая система

Апробация предложенного подхода выполнена на примере электросетевой организации, имеющей филиальную структуру. В проведении оценки энергоэффективности на основе ИАС участвовали 6 филиалов электросетевой организации. График сравнения филиалов по интегральному показателю представлен на рис.3.

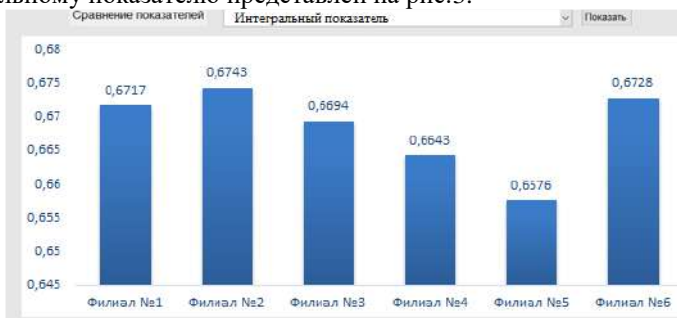


Рис.3 – Рейтинг филиалов электросетевой организации

Как видно из графика, лидирующим подразделением рассматриваемой электросетевой организации является Филиал №2. Это подтверждается как значением интегрального показателя, так и графиками сравнения показателей.

Таким образом, в работе предложена методика мониторинга и оценки показателей энергоэффективности электросетевых организаций на основе метода анализа иерархий. Разработана двухуровневая иерархия основных показателей деятельности организаций с учетом информации энергопаспортов. Реализована ИАС, автоматизирующая процесс анализа энергоэффективности электросетевых организаций и предоставляющая лицу, принимающему решение удобный и наглядный интерфейс.

В работе проведен анализ энергоэффективности филиалов электросетевой организации. Такое исследование позволяет не только определить лидирующее подразделение, но и выявить нереализованный потенциал в остальных филиалах.

Таким образом, применение бенчмаркинга приводит к существенному увеличению энергетической эффективности часто путем точечной модернизации, то есть усовершенствования наиболее важных показателей, а не всего предприятия в целом. Это позволяет сократить расходы и повысить эффективность проводимых реформ.

Литература:

1. Федеральный закон "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 23.11.2009.

2. *Суюнчев М.М., Трегубова Е.А., Файн Б.И.* Анализ зарубежного опыта бенчмаркинга затрат при регулировании тарифов на передачу электроэнергии // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №5 (2017)

3. *Павлюченко Д.А., Любченко В.Я.* Рейтинговая оценка показателей энергоэффективности на основе метода анализа иерархий // Ежемесячный научно-технический электронный журнал «Новое в Российской электроэнергетике» №11, 2017 г.

4. *Соколова Е.В.* Бенчмаркинг в инфраструктурных отраслях: анализ методологии и практики применения (на пример электроэнергетики). Научные доклады №1 (R)–2007.СПб.: НИИ менеджмента СПбГУ, 2007г.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПРИ ИНТЕГРАЦИИ В НИХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ПОСРЕДСТВОМ МОДАЛЬНОГО АНАЛИЗА

Б.Д. Малюта

Томский политехнический университет,
г. Томск, bdm1@tpu.ru

Научный руководитель: Суворов А.А., к.т.н., доцент

Рост установленных мощностей возобновляемых источников энергии в современных энергосистемах приводит к изменению их динамических свойств. Решением являются алгоритмы управления преобразователями, имитирующие работу синхронных генераторов. Применение алгоритмов управления требует предварительного исследования посредством математического моделирования и модального анализа для настройки и оценки влияния на систему. В данной работе на примере одномашиной энергосистемы с ВСГ-Т инвертором демонстрируется методика модального анализа.

The growth of renewable energy capacities in modern power systems leads to changes in their dynamic properties. The solution is control algorithms of converters simulating the operation of synchronous generators. The application of control algorithms requires preliminary investigation through mathematical modeling and modal analysis to tune and evaluate the impact on the power system. In this paper, the modal analysis methodology is demonstrated using a single-machine power system with a VSG-C inverter as an example.

Введение. Современные энергосистемы (ЭС) подвержены значительному влиянию растущих установленных мощностей возобновляемых источников энергии, негативно сказывающемся на их динамических свойствах. Данный факт обусловлен отсутствием у некоторых видов ВИЭ инерционных свойств и резервов первичной мощности, а также способом их подключения к ЭС – через силовые полупроводниковые преобразователи (СПП), алгоритмы управления которых, как правило, не способны обеспечить инерционный отклик и участие данных мощностей в процессах регулирования частоты.

Одним из направлений в решении описанных проблем является реализация алгоритмов управления СПП, имитирующих в своей работе традиционные синхронные машины. Они обеспечивают как инерционный отклик СПП, так и возможность их участия в процессах регулирования частоты и напряжения. Управляемые алгоритмами СПП являются сложными устройствами, для оптимальной интеграции которых требуется соответствующая настройка параметров и оценка влияния СПП на устойчивость системы, в которую он интегрируется.

Для настройки и последующей оценки применяется математическое моделирование, а также вспомогательные методы. Одним из таких методов является модальный анализ, позволяющий более детально исследовать динамические свойства рассматриваемой системы. В рамках данной работы на примере одномашинной ЭС, управляемой по алгоритму ВСГ-Т, демонстрируется порядок проведения анализа.

Описание структуры исследуемой системы. В рамках данной работы рассматривается одномашинная ЭС, состоящая из источника постоянного напряжения, трёхфазного инвертора, управляемого алгоритмом ВСГ-Т, RLC-фильтра и ЭС, эквивалентированной по теореме Тевенена до источника и активно-индуктивного импеданса. Принципиальная схема модели ЭС приведена на рисунке 1.

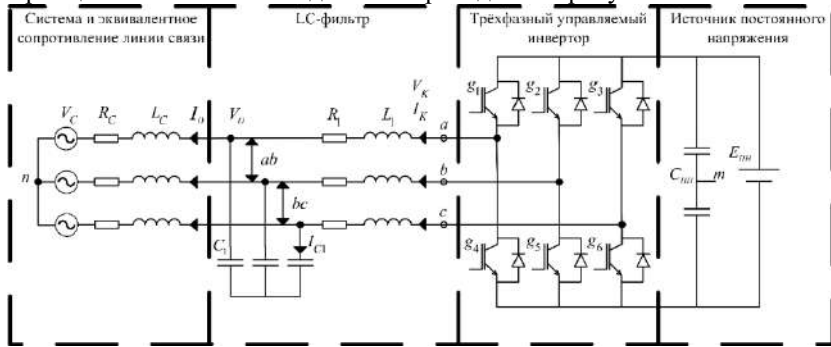


Рис. 1 – Принципиальная схема исследуемой ЭС

Построение модели в пространстве состояний. Система уравнений, описывающая рассматриваемую ЭС, имеет 14-й порядок. Для применения модального анализа данную систему необходимо линеаризовать и представить в матричном виде. Структурная схема, описывающая работу алгоритма ВСГ-Т, приведена на рисунке 2 [2].

Верификация модели в пространстве состояний. Прежде чем применять инструментарий модального анализа к линеаризованной модели, необходимо верифицировать её посредством сравнения с результатами нелинейной модели [1]. Для верификации были рассмотрены кривые активной мощности и частоты при возмущении, заданном изменением уставки по активной мощности от 0 о.е. до 0.2 о.е. Результаты моделирования приведены на рисунке 3.

Линеаризованные отклики не отражают всех колебаний выходных величин, но изменяются в тех же диапазонах и с теми же тенденциями. Таким образом, линеаризованная модель прошла верификацию и может быть применена для модального анализа.

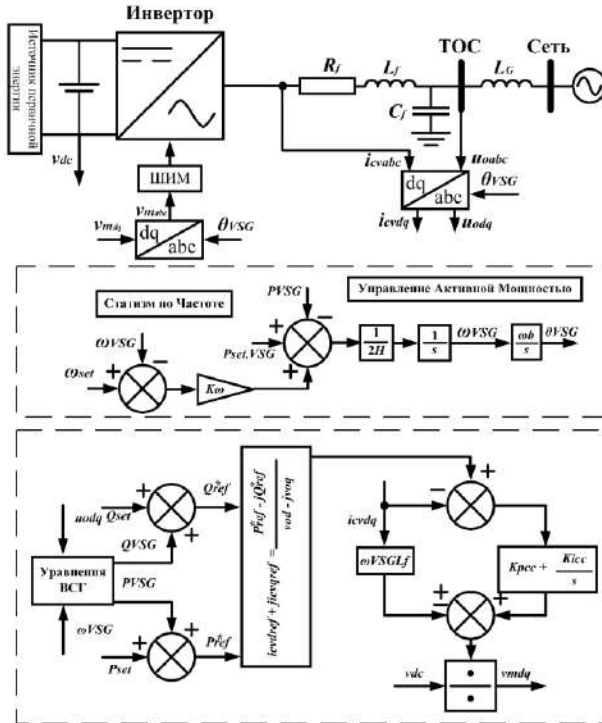


Рис. 2 – Структурная схема модуля синтетической инерции

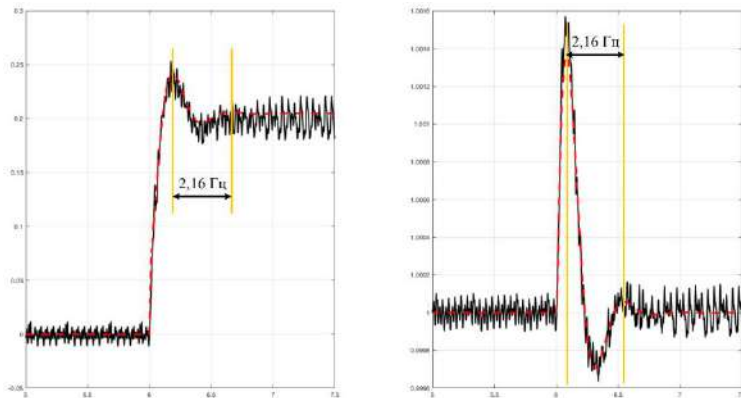


Рис. 3 – Сравнительные отклики линейризованной (красный пунктир) и детальной (чёрная сплошная линия) моделей по активной мощности (слева) и частоте (справа)

Модальный анализ линеаризованной модели. Одной из задач модального анализа систем является определение мод колебаний системы – собственных чисел матрицы состояний A , характеризующих характер динамических процессов в рассматриваемой системе. Результаты расчёта собственных чисел, частот их колебаний в герцах и декремента затухания, характеризующего демпфирование колебаний мод, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Собственные числа матрицы состояний

Мода	Собственное число	Частота колебаний, Гц	Декремент затухания
1,2	$-10.3 \pm 4354.5i$	693.04	0.00
3,4	$-22.9 \pm 3883.8i$	618.13	0.01
5,6	$-42.6 \pm 406.1i$	64.63	0.10
7,8	$-157.8 \pm 354.5i$	56.42	0.41
9,10	$-55.6 \pm 99.2i$	15.79	0.49
11,12	$-6.8 \pm 13.6i$	2.16	0.45
13	-2.4	0.00	1.00
14	-5.4	0.00	1.00

Моды с высокими частотами колебаний (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10) влияют, как правило, не на характер изменения выходной величины, а на её дополнительные колебания. Такие, например, видны у откликов детальной модели.

Чем меньше собственная частота колебаний моды, тем больше влияния она оказывает на тенденцию изменения выходной величины. Частота колебаний как активной мощности, так и частоты (рисунок 3) совпадает с частотой мод 11,12, хотя данная мода демпфирована значительно лучше мод 1, 2, 3, 4, 5, 6, и примерно так же, как моды 7,8 и 9,10.

Литература:

1. Unamuno E., Are Suul J., Molinas M., Andoni Barrena J. Comparative Eigenvalue Analysis of Synchronous Machine Emulations and Synchronous Machines. – 2019. DOI: 10.1109/IECON.2019.8927826
2. Suvorov A., Askarov A., Bay Y., Maliuta B., Achitayev A., Suslov K. Comparative small-signal stability analysis of voltage-controlled and enhanced current-controlled virtual synchronous generators under weak and stiff grid conditions // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2023. – DOI: 10.1016/j.ijepes.2022.108891

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА

Местников Н.П.^{1,2}, Реев В.Г.^{1,2}, Кузьменко С.В.³,

**¹Северо-Восточный федеральный университет имени
М.К. Аммосова, г. Якутск**

**²Институт физико-технических проблем Севера имени
В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск**

**³Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск**

Статья посвящена вопросам исследования особенностей функционирования солнечных электростанций в климатических условиях Севера. Проведено обзорное исследование особенностей эксплуатации солнечных электростанций на территории Республики Саха (Якутия). В ходе разработки статьи рассмотрены научно-технические публикации в области гелиоэнергетики и объектов автономной генерации. Определены перечень внешних факторов, влияющих на выработку электроэнергии от фотоэлектрических панелей.

The article is devoted to the study of the features of the functioning of solar power plants in the climatic conditions of the North. A review study of the operating features of solar power plants on the territory of the Republic of Sakha (Yakutia) was carried out. During the development of the article, scientific and technical publications in the field of solar energy and autonomous generation facilities were reviewed. A list of external factors affecting the generation of electricity from photovoltaic panels has been determined.

Солнечная электроэнергетика является одним из ключевых направлений развития альтернативной электроэнергетики в качестве применения солнечных электростанций [1]. Данное направление широко применяется в странах, где преобладает солнечная инсоляция, продолжительность светового сияния и малая облачность. На территории России гелиоэнергетика применяется в электроснабжении стационарных потребителей на удаленных и изолированных территориях [2–4].

В настоящий момент солнечные электростанции (далее – солнечные ЭС) эксплуатируются в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее – ТИТЭС) Северо-Востока России. Солнечные ЭС, как правило, эксплуатируются в большинстве случаев в объектах автономной генерации – автономных энергетических системах [5].

В связи с этим в целях получения точных данных по технико-экономической и экологической оценке строительства солнечных

электростанций необходимо выполнение анализа характера и показателей влияния внешних факторов окружающей среды.

Под данными факторами подразумеваются: солнечная инсоляция, температура окружающей среды, скорость ветра, влажность воздуха, снеговой покров, наличие пыли, облачность и частота задымления воздушной среды.

Известно, что по причине отсутствия подробного учета вышеуказанных факторов технико-экономическая и экологическая оценка возможности эксплуатации солнечных электростанций и анализ их режимных параметров имеют значительные отклонения при сопоставлении с фактическими данными реально функционирующего объекта генерации.

К примеру, при эксплуатации солнечных ЭС на территории Севера существуют следующие особенности: образование слоя пыли на поверхности фотоэлектрических панелей (далее – ФЭП) в течение всего летнего периода; наличие снегового покрова на поверхности панелей; оттаивание и обледенение поверхности ФЭП в условиях наличия положительных и отрицательных температур среды в течение суток; период «полярных дней и ночей»; снижение выработки электроэнергии от ФЭП по причине задымления среды, вызванными сезонными лесными пожарами; др.

Таким образом, в течение 2020-2023 гг. проведен ряд натурных исследований по идентификации характера и показателей влияния внешних факторов Севера на рабочие характеристики и режимные параметры солнечной ЭС. Идентифицированные показатели подробно описаны в источниках [6–8].

Литература:

1. *Местников Н. П.* Особенности эксплуатации солнечных электростанций микро мощности в условиях Севера: Монография. Том Часть 1. – Якутск : ООО РИЦ "Офсет". Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, «Офсет». Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2021. – 113 с. – ISBN 978-5-91441-336-8. – EDN LEHWZN.

2. *Местников Н. П., Альзакаар А. М. Н.* Применение солнечной электростанции в условиях сельской местности Якутии // Новые технологии в учебном процессе и производстве : Материалы XXI Международной научно-технической конференции, посвящённой 35-летию полета орбитального корабля-ракеты много разовой транспортной космической системы "Буран", Рязань, 12–14 апреля 2023 года / Под редакцией А.Н. Паршина. – Рязань: Рязанский институт

(филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования "Московский политехнический университет", 2023. – С. 216-217. – EDN CWBRME.

3. Местников Н. П. Разработка и исследование способов повышения электроэнергетической эффективности солнечных электростанций в условиях Севера // Вести высших учебных заведений Черноморья. – 2023. – Т. 19, № 1(71). – С. 70-83. – DOI 10.53015/18159958_2023_19_1_70. – EDN MOIYOB.

4. Исследование эффекта внедрения системы концентрации солнечного излучения для фотоэлектрических электростанций в условиях Северо-Востока России / Н. П. Местников, П. Ф. Васильев, В. З. Манусов [и др.] // Известия Транссиба. – 2023. – № 2(54). – С. 106-120. – EDN OGIHUA.

5. Патент № 2794626 С1 Российская Федерация, МПК H02S 40/10. Способ повышения электроэнергетической эффективности солнечной электростанции микро- и малой мощности : № 2022126618 : заявл. 13.10.2022 : опубл. 24.04.2023 / Н. П. Местников, П. Ф. Васильев ; заявитель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр "Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук". – EDN IZDJPX.

6. Исследование функционирования фотоэлектрической установки в условиях облачной погоды на территории Севера / Н. П. Местников, П. Ф. Васильев, Г. И. Давыдов [и др.] // iPolytech Journal. – 2022. – Т. 26, № 1. – С. 81-91. – DOI 10.21285/1814-3520-2022-1-81-91. – EDN EIJLZDJ.

7. Исследование влияния температуры окружающей среды на функционирование фотоэлектрической установки / Н. П. Местников, П. Ф. Васильев, Г. И. Давыдов [и др.] // iPolytech Journal. – 2023. – Т. 27, № 1. – С. 134-146. – DOI 10.21285/1814-3520-2023-1-134-146. – EDN TQWUXS.

8. Васильев П.Ф., Местников Н.П. Исследование функционирования фотоэлектрической солнечной установки в условиях лесных пожаров на территории Северной части Дальнего Востока России // Международный технико-экономический журнал. – 2021. – № 4. – С. 25-34. – DOI 10.34286/1995-4646-2021-79-4-25-34. – EDN JAVJTH.

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБА ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ

Местников Н.П.^{1,2}, Манусов В.З.³, Кузьменко С.В.³,

¹Северо-Восточный федеральный университет имени
М.К. Аммосова, г. Якутск

²Институт физико-технических проблем Севера имени
В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск

³Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск

Статья посвящена вопросам исследования способов повышения энергоэффективности солнечных электростанций в климатических условиях Северо-Востока России. Исследования проведены путем выполнения натурных исследований с технико-экономической оценкой функционирующих объектов гелиоэнергетики. Применены методы планирования натурных исследований и проведения технико-экономической оценки. Идентифицированы рабочие показатели функционирования солнечных электростанций с применением предложенных технических мероприятий.

The article is devoted to the research of ways to increase the energy efficiency of solar power plants in the climatic conditions of the North-East of Russia. The research was carried out by performing field studies with a technical and economic assessment of functioning solar energy facilities. Methods for planning field studies and conducting a technical and economic assessment were applied. The performance indicators of the functioning of solar power plants using the proposed technical measures have been identified.

Гелиоэнергетика является одним из ключевых направлений развития альтернативной тепло- и электроэнергетики в качестве применения солнечных коллекторов и электростанций соответственно [1]. Данное направление широко применяется в странах, где преобладает солнечная инсоляция и продолжительность солнечного сияния. На территории России гелиоэнергетика применяется в значительной мере в электроснабжении стационарных потребителей на удаленных и изолированных территориях [2–4].

На сегодняшний день солнечные электростанции эксплуатируются в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Северо-Востока России. В связи с этим, в целях увеличения энергоэффективности фотоэлектрических панелей солнечных электростанций (далее – солнечные ЭС) коллегами ИФТПС СО РАН предложен новый способ размещения панелей [5].

Сущность данного способа заключается в полугодовом размещении фотоэлектрических панелей в южную (солнечную) сторону. Способ позволяет увеличить выработку электроэнергии от солнечных ЭС на 30...33,9% [6–8], что эквивалентно снижает объемы потребления топлива и выбросов CO₂ в окружающую среду.

В связи с этим авторами статьи проведена технико-экономическая оценка применения разработанного способа в солнечную ЭС установленной мощностью 20 кВт, размещенной в с. Тойон-Арыы на территории центральной части Республики Саха (Якутия). Результаты оценки представлены в таблице 1. Электроснабжение ключевых потребителей в данном селе производится от дизельной ЭС.

Таблица 1 – Результаты технико-экономической оценки

№	Параметр	Ед. изм.	Способ размещения фотоэлектрических панелей		
			Полувогнутое	Трекер	Простой
1	Установленная мощность	кВт	20,00		
2	Годовая выработка	тыс. кВт·ч	27,85	33,05	20,8
3	Годовое экономия топлива	тн	20,1	23,9	15,0
4	Годовое уменьшение выбросов CO ₂	тн	36,75	43,75	27,45
5	Годовая экономия топлива в денежном эквиваленте	тыс. руб	1 207,1	1 432,2	901,0
6	Доля годового увеличения выработки	%	33,5	58,9	0,0
7	Площадь размещения ФЭП	м ²	854,6	500,0	476,24
8	Фактическая площадь земельного участка для солнечной ЭС		1 209,6		

На основании вышеизложенного можно заключить, что применение данного способа позволяет в значительной мере увеличить выработку электроэнергии от солнечной ЭС и экономию топлива, и снизить объемы выбросов вредных веществ в окружающую среду. Однако для данного способа требуется наличие значительных площадей земельного участка.

Литература:

1. Местников Н. П. Особенности эксплуатации солнечных электростанций микромощности в условиях Севера : Монография, Том Часть 1. – Якутск : ООО РИЦ "Офсет". Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, «Офсет». Северо-Восточный

федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2021. – 113 с. – ISBN 978-5-91441-336-8. – EDN LEHWZN.

2. Местников Н. П., Альзаккар А. М. Н. Применение солнечной электростанции в условиях сельской местности Якутии // Новые технологии в учебном процессе и производстве : Материалы XXI Международной научно-технической конференции, посвящённой 35-летию полета орбитального корабля-ракетоплана многоразовой транспортной космической системы "Буран", Рязань, 12–14 апреля 2023 года / Под редакцией А.Н. Паршина. – Рязань: Рязанский институт (филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования "Московский политехнический университет", 2023. – С. 216-217. – EDN CWBRME.

3. Местников Н. П. Разработка и исследование способов повышения электроэнергетической эффективности солнечных электростанций в условиях Севера // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2023. – Т. 19, № 1(71). – С. 70-83. – DOI 10.53015/18159958_2023_19_1_70. – EDN MOIYOV.

4. Исследование эффекта внедрения системы концентрации солнечного излучения для фотоэлектрических электростанций в условиях Северо-Востока России / Н. П. Местников, П. Ф. Васильев, В. З. Манусов [и др.] // Известия Транссиба. – 2023. – № 2(54). – С. 106-120. – EDN OGHUA.

5. Патент № 2794626 С1 Российская Федерация, МПК H02S 40/10. Способ повышения электроэнергетической эффективности солнечной электростанции микро- и малой мощности : № 2022126618 : заявл. 13.10.2022 : опубл. 24.04.2023 / Н. П. Местников, П. Ф. Васильев ; заявитель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский центр "Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук". – EDN IZDJPX.

6. Местников Н. П., Лыткин Д. В., Герасимов В. А. Исследование особенностей функционирования фотоэлектрических установок с применением способов повышения выработки электроэнергии // Международный технико-экономический журнал. – 2022. – № 4. – С. 67-78. – DOI 10.34286/1995-4646-2022-85-4-67-78. – EDN GEDLNI.

7. Исследование влияния температуры окружающей среды на функционирование фотоэлектрической установки / Н. П. Местников, П. Ф. Васильев, Г. И. Давыдов [и др.] // iPolytech Journal. – 2023. – Т. 27, № 1. – С. 134-146. – DOI 10.21285/1814-3520-2023-1-134-146. – EDN TQWUXS.

8. Местников Н. П., Альзаккар А. М. Н. Исследование экономической целесообразности эксплуатации солнечных

электростанций в условиях Северо-Востока России // Молодёжная наука : Труды XXVII Всероссийской студенческой научно-практической конференции КрИЖТ ИрГУПС, Красноярск, 20 апреля 2023 года / Редколлегия: В.А. Поморцев (отв. ред.) [и др.]. Том 3. – Красноярск: Красноярский институт железнодорожного транспорта - филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования "Иркутский государственный университет путей сообщения", 2023. – С. 163-166. – EDN BQCWMP.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМОЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ЧАСТОТЫ В ГИБРИДНЫХ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Ю.Р. Михальченко

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, tuur-01@mail.ru**

Научный руководитель: Зырянов В.М., к.т.н., с.н.с.

В автономных энергосистемах из-за соизмеримости мощности генерирующих установок и наиболее крупных потребителей электроэнергии штатные регуляторы скорости не способны исключить опасные ударные изменения частоты при резко переменной нагрузке, хотя в целом они обеспечивают отклонения частоты в пределах, определяемых ГОСТ 32144-2013. В гибридных автономных энергосистемах, имеющих в составе традиционные генераторы, возобновляемые источники энергии и системы накопления энергии, возможно возложить на накопитель энергии дополнительную функцию поддержания частоты.

In autonomous power systems, due to the commensurability of the power of generating equipment and the largest consumers of electricity, standard speed regulators are not able to exclude dangerous shock frequency changes under sharply variable load, although in general they provide frequency deviations within the limits defined by state standard 32144-2013. In hybrid autonomous power systems with traditional generators, renewable energy sources and energy storage systems, it is possible to assign an additional function of frequency maintenance to the storage system.

Согласно ГОСТ 32144-2013, в изолированных электроэнергетических системах отклонения частоты не должны превышать ± 1 Гц в течение 95% времени и ± 5 Гц в течение 100% времени [1]. Такие значительные допустимые отклонения объясняются технической сложностью обеспечения более жестких требований к

качеству электроэнергии из-за соизмеримости мощностей генерации и наиболее крупных потребителей. Штатные автоматические регуляторы скорости генераторных агрегатов обеспечивают выполнение требований ГОСТ, однако из-за своей инерционности они не способны предотвратить резкие ударные изменения частоты, которые существенно влияют как на генерирующее оборудование, так и на оборудование потребителей.

Из-за отклонений частоты ухудшаются условия эксплуатации генераторов электростанций и оборудования потребителей, так как они имеют номинальные параметры, согласованные с частотой сети [2,3]. Однако на оборудование негативно влияют не только отклонения частоты, но и ее резкие ударные изменения, возникающие при значительном небалансе активной мощности в энергосистеме. В результате ускоряется износ электрических машин, повышается аварийность, в частности из-за вероятности возникновения механического резонанса при резко переменной периодической нагрузке, а также увеличивается расход топлива в генераторных агрегатах. Из-за этого всё чаще в автономных энергосистемах энергопотребляющие предприятия предъявляют повышенные требования к качеству частоты сети, и решить эту задачу может система накопления энергии.

Исследование проводилось на модели изолированной энергосистемы, в состав которой входят дизельная генераторная установка (ДГУ) мощностью 800 кВт, солнечная электрическая станция (СЭС) мощностью 400 кВт и система накопления энергии (СНЭ) на основе литий-ионных аккумуляторов мощностью 400 кВт и энергоемкостью 460 кВт·ч (Рис. 1). Тестовым возмущением при исследовании принят сброс 50% от номинальной мощности нагрузки. Значения коэффициентов штатного регулятора скорости ДГУ настроены так, чтобы при сбросе/набросе 80% от номинальной нагрузки отклонение частоты соответствовало требованиям ГОСТ 32144-2013. Также в составе модели используется математическая модель СНЭ для расчета электромеханических переходных процессов [4,5].

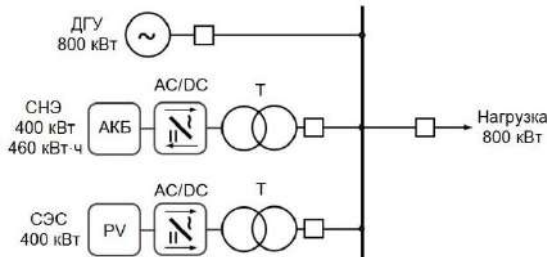


Рис. 1 – Состав исследуемой автономной энергосистемы

Для стабилизации частоты в подобной энергосистеме при помощи системы накопления электроэнергии можно использовать два подхода: по возмущению (принцип компенсации) и по отклонению (принцип обратной связи), а также их комбинацию [6,7].

В данной статье исследование сосредоточено на принципе компенсации возмущающего воздействия. При использовании данного принципа управляющее воздействие формируется на основе информации об изменении мощности нагрузки.

$$P_{СНЭ}(t) = P_{нагр}(t) - P_{сглаж}(t), \quad (1)$$

где $P_{СНЭ}(t)$ – мощность системы накопления энергии,

$P_{нагр}(t)$ – мощность нагрузки,

$P_{сглаж}(t)$ – сглаженная мощность нагрузки, т.е. такая зависимость мощности нагрузки от времени, при которой происходит плавное изменение мощности дизельного генераторного агрегата при переходе на новый установившийся режим работы (Рис. 2).

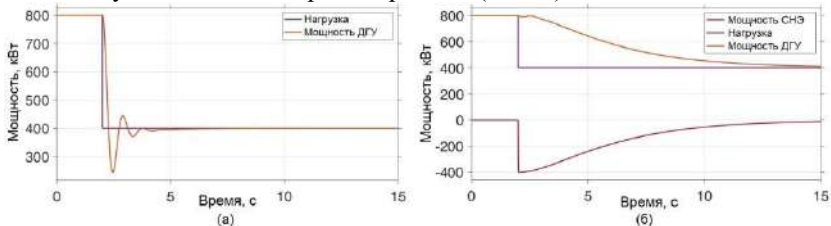


Рис. 2 – Графики зависимости мощностей ДГУ и СНЭ при ступенчатом изменении нагрузки при регулировании частоты только штатным АРС ДГУ (а) и при использовании принципа управления СНЭ по возмущению (б)

В общем случае функция, при помощи которой задается сглаженная мощность нагрузки, должна удовлетворять нескольким условиям:

1. Функция должна пересекать ось y в точке с координатами $(0;1)$;
2. Функция должна монотонно убывать на интервале $(0;+\infty)$;
3. Функция должна иметь асимптоту $y = 0$ при $x \rightarrow +\infty$.

Перечисленным условиям удовлетворяют несколько функций. Например, в [8] использована экспоненциальная зависимость сглаженной мощности от мощности нагрузки, однако при использовании подобной зависимости обеспечить требуемое качество регулирования можно только при большой номинальной энергоёмкости

СНЭ. Для улучшения качества переходного процесса предлагается использовать более сложную функцию, а именно:

$$P_{\text{сглаж}}(t) = P_{\text{нагр}}(t) \cdot \left(-e^{-\frac{t}{T_1}} + e^{-\frac{t}{T_2}} + e^{-\frac{t}{T_3}} \right), \quad (2)$$

где $T_1^{-1} = T_2^{-1} + T_3^{-1}$.

На характер и качество переходного процесса влияют такие параметры представленной функции, как величина постоянных времени и их соотношение. (Рис. 3).

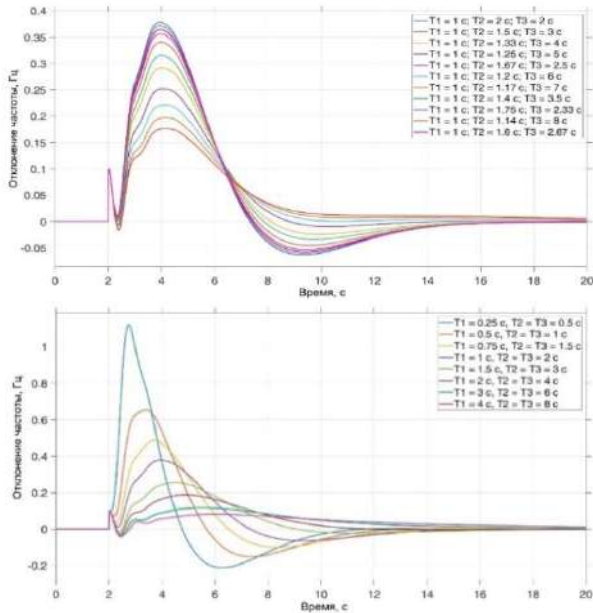


Рис. 3 – Графики изменения частоты при варьировании соотношения постоянных времени и их значений при постоянном соотношении 1:2:2 для сглаженной мощности нагрузки, заданной уравнением (2)

Таким образом, от величины постоянных времени зависят и максимальное отклонение частоты, и длительность переходного процесса: при увеличении значений постоянных времени или их соотношения уменьшается максимальное отклонение частоты, но при этом передача нагрузки на ДГУ происходит дольше и, следовательно, больше разряжается накопитель. Из-за ограниченной энергоемкости СНЭ невозможно применение больших постоянных времени, однако

при малых значениях невозможно достичь требуемого качества регулирования. Поиск оптимальных значений постоянных времени является отдельной задачей, однако даже неоптимизированный алгоритм позволил значительно снизить отклонения и ударные изменения частоты: в исследуемой энергосистеме отклонения частоты снизились с 3,09 Гц до 0,19 Гц при предложенных в работе значениях постоянных времени.

Литература:

1. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. = Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems. – Введ. 2014–07–01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 19 с.

2. *Бекиров Э.А., Воскресенская С.Н., Абибуллаев А.Н.* Зависимость скольжения, мощности и вращающего момента асинхронных машин от частоты сети при переходном режиме работы // Строительство и технологическая безопасность. – 2018. – № 11. – С. 161-169.

3. *Суднова В.В.* Качество электрической энергии. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2000. – 80 с.

4. Mathematical model of energy storage for the calculation of electromechanical processes in power systems / *V. M. Zyryanov, N. G. Kiryanova, G. B. Nesterenko, A. M. Potapenko, G. A. Prankevich* // EAI Endorsed Transactions on Energy Web and Information Technologies. – 2019. – iss. 21. - Art. ew 19: e4 (5p.) - doi: 10.4108/eai.13-7-2018.155645.

5. Система и способ построения модели энергосистемы и проведения расчетов режимов энергосистемы и модель системы накопления электрической энергии, предназначенная для включения в систему: патент 2736701 Российская Федерация: МПК G 06 N 7/00 / Г. Б. Нестеренко, В.М. Зырянов, Г.А. Пранкевич, А.В. Удовиченко, В.В. Гужавина; заявитель и патентообладатель ООО «Системы накопления энергии». – No 2020113079; заявл. 08.04.20; опубл. 19.11.20.

6. *Шойко В.П.* Автоматическое регулирование в электрических системах: учеб. пособие – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – 195 с.

7. Основы теории автоматического управления: учебное пособие / *Лазарева Т.Я., Мартемьянов Ю.Ф.* – 2-е изд., перераб. и доп. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2004. – 352 с.

8. *Нестеренко Г.Б.* Разработка способов и алгоритмов управления накопителями энергии для стабилизации частоты в автономных энергосистемах: дис. ... канд. техн. наук: 2.4.3. – Новосибирск, 2023. – 175 с.

АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДВИГАТЕЛЕЙ ПИТАТЕЛЬНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ПАРОВЫХ КОТЛОВ ТЭС ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

К.А. Можейкин

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, Kirill26012001@gmail.com**

Научный руководитель: Стрельников Н.А., к.т.н., доцент

Материал статьи включает в себя описание технологического процесса подачи питательной воды в паровой на тепловых электростанциях. Проводится описание и анализ технологического процесса при традиционных способах управления подачей воды и при частотно-регулируемом электроприводе. Объясняется экономический и технологический эффект от работы частотно-регулируемого электропривода.

Material of the article includes a description of the technological process of supplying feedwater to steam at thermal power plants. A description and analysis of the technological process is carried out using traditional methods of controlling water supply and using a variable-frequency electric drive. The economic and technological effects of the operation of a variable frequency electric drive are explained.

На сегодняшний день современные технологические требования к качеству производственных процессов привели к устойчивой тенденции повышения энергоэффективности эксплуатируемого оборудования. Особенно это актуально в области энергетики, где насосное оборудование тепловых электростанций (ТЭС) — основной потребитель электроэнергии, расходуемой на их собственные нужды. Доля энергопотребления только основных насосов ТЭС колеблется, в зависимости от режима работы станции составляет 12-16% от общего потребления. Анализ возможных путей снижения потребления электроэнергии насосным оборудованием показывает, что проблема заключается в низкой энергоэффективности использования традиционных способов регулирования режимами работы двигателями насосов, в частности, насосов подачи питательной воды в паровой котел.

Как показано на рисунке 1, в течение суток режим работы станции и, соответственно, паровых котлов постоянно меняется исходя из требований к вырабатываемой мощности. Поэтому необходимо адекватное регулирование подачи питательной воды в котел, чтобы обеспечить достаточное давление и объем воды для работы системы.

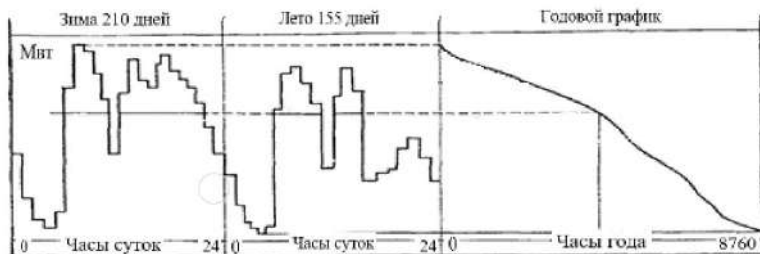


Рис. 1 – Среднестатистические суточные графики электрической нагрузки энергосистемы в течении 3 периодов (лето, зима, целый год)

Традиционный способ регулирования подачи питательной воды в паровой котел через питательные насосы осуществляется с помощью метода дросселирования. Этот метод заключается в изменении производительности насосов путем регулирования расхода подаваемой воды с помощью специальных дроссельных задвижек. Однако, этот способ регулирования может приводить к низкой энергоэффективности работы двигателей питательных насосов и сопровождаться значительными энергетическими потерями. При дросселировании, задвижки частично закрываются, ограничивая поток подаваемой воды. Это приводит к снижению скорости потока в насосе и увеличению гидравлических потерь. Пониженная скорость потока в системе приводит к увеличению трения в трубопроводах и компонентах системы, а также к возникновению турбулентности. Поэтому, со стороны насосов для преодоления трения и поддержания требуемого давления требуются дополнительные усилия, что ведет к дополнительным энергетическим затратам.

Одним из решений для повышения энергоэффективности работы двигателей питательных насосов является применение индивидуального частотно-регулируемого привода насоса. Такая технология позволяет регулировать скорость вращения насосов в зависимости от требуемого потока и давления, обеспечивая оптимальную рабочую нагрузку на двигатель насоса. Это даёт возможность снизить гидравлические потери и энергетические затраты, в сравнении с дросселированием, увеличивая эффективность работы системы. [1].

В технологическом проектировании ТЭС выделяют два структурных вида технологических связей основного оборудования - блочные станции и станции с поперечными связями. В первом типе ТЭС, каждый турбоагрегат получает пар только от своего котла или котлов. Благодаря такой конструкции, блочные станции обладают гибкостью и могут быть адаптированы к изменяющимся нагрузкам и требованиям системы. На

регулировании скорости насоса через дроссель потребляемая мощность не снижается, а превращается в тепловые потери энергии. Кроме того, дросселирование может вызывать заметный уровень шума, что требует дополнительных затрат на его устранение. На рисунке 2 изображены графики потребления электроэнергии от расхода теплоносителя при дросселировании и частотном регулировании, которые производились на основании статистических данных. Применение частотного привода (ЧП) для двигателей питательных насосов имеет ряд экономических преимуществ, которые могут значительно снизить затраты на электроэнергию и обеспечить более эффективное и надежное функционирование системы водоснабжения. Рассмотрим некоторые из них:

- Энергосбережение. Одним из главных преимуществ применения ЧП является снижение потребления энергии при работе насоса за счет регулирования скорости вращения мотора. Это позволяет сократить затраты на электроэнергию до 50% по сравнению с традиционными методами управления насосами.

- Уменьшение износа оборудования. Ограничение частоты вращения электродвигателя при помощи ЧП также позволяет уменьшить нагрузку на оборудование и снизить износ деталей из-за перегрузок, что приводит к увеличению срока службы насосов.

- Повышение надежности системы. Регуляция частоты вращения мотора при помощи ЧП позволяет сохранить стабильное давление в системе водоснабжения. Это приводит к снижению вероятности прорыва трубопровода, что повышает надежность и устойчивость всей системы водоснабжения.

- Удобство в управлении. ЧП обеспечивает удобное и гибкое управление насосами и позволяет легко настраивать скорость вращения и давление в зависимости от изменяющихся потребностей.

- Снижение затрат на техническое обслуживание. Из-за снижения нагрузки на оборудование и повышения надежности системы, затраты на техническое обслуживание и ремонт насосов будут уменьшены.

Таким образом, применение частотного привода для питательных насосов предоставляет множество преимуществ, которые могут значительно увеличить экономию электроэнергии и обеспечить более эффективную и надежную работу всей системы в целом.

Литература:

1. *Лезнев Б. С.* Энергосбережение и регулируемый привод в насосных и воздуходувных установках. /Б. С. Лезнев. — М.: Энергоатомиздат, 2006. — 360с.

ПРОФИЛАКТИКА ПОЖАРОВ ОТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Д.А. Огурцов

**Южно-Уральский государственный университет,
Челябинск, gubyua@yandex.ru**

Научный руководитель: Сидоров А.И., д.т.н., профессор

Статья посвящена профилактике пожаров от электрооборудования в эпоху цифровизации сетей. Авторы обсуждают новые методы анализа неисправностей, которые могут вызвать возгорания, и изучают вклад цифровых технологий в повышение безопасности.

The article addresses fire prevention for electrical equipment in the era of network digitalization. The authors discuss new methods for analyzing malfunctions that can lead to fires and examine the contribution of digital technologies to enhancing safety.

В современном мире, где научно-технический прогресс значительно изменяет облик промышленности и быта, появляются перспективные направления в области обеспечения безопасности жизнедеятельности.

Одной из актуальных проблем является снижение количества пожаров, вызванных неисправностями электрических сетей. Несмотря на ежегодное увеличение эффективности и повышение показателей надежности электрических сетей, они до сих пор входят в основные источники пожарных рисков.

Одновременно с этим, развитие и внедрение цифровых электрических сетей в совокупности с устройствами, использующими интернет вещей и позволяют применять новые подходы для профилактики пожаров.

Целью данной статьи является анализ возможных подходов и технологий в области организации профилактики пожаров, применяемых в условиях цифровизации электрических сетей.

В Российской Федерации аварийный режим работы электрических сетей и оборудования занимает 2 место среди причин пожаров как в городской, так и в сельской местности, а общий процент случаев возгораний, вызванных электрическими аппаратами и устройствами, по сравнению с общим количеством пожаров, остается неизменно значительным, превышая 34% [1].

При этом высоким остаётся уровень травматизма и гибели на таких пожарах. 94,8% от общего числа погибших людей на пожарах от электрооборудования приходится на пожары в зданиях и сооружениях жилого сектора.

К причинам пожаров электротехнического характера относят [2]:

- короткое замыкание;
- перегрузка электрических цепей;
- большое переходное сопротивление;
- искрение;
- электрическая дуга;
- перенапряжение в электрической сети.

В текущих условиях профилактические мероприятия, направленные на предупреждение данных аварийных режимов работы, ограничиваются периодическим мониторингом эксплуатируемого электрооборудования.

Также с трудом внедряются в широкую практику новые технические средства, а именно тепловизионная диагностика, термоиндикаторы для выявления аварийных участков электроустановок, новые аппараты защиты электрических сетей – устройств защиты от дугового пробоя и перенапряжения.

Одновременно с этим, увеличивается количество устройств, имеющих функциональную возможность осуществлять непрерывный мониторинг параметров сети, регистрируя фазное напряжение, фазный ток, активную, реактивную и полную мощность в фазе, небаланс токов между фазным и нулевым проводом, частоту сети.

В первую очередь, к таким приборам относят интеллектуальные приборы учёта электрической энергии (далее - ИПУЭ). В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2018 г. № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации», с 1 января 2022 года все ИПУЭ, вводимые в эксплуатацию, должны соответствовать требованиям к минимальному набору функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии (мощности) [3].

Интеллектуальные системы в автоматическом режиме фиксируют моменты нарушения параметров качества. Это позволяет использовать ИПУЭ в роли узла контроля состояния сети и её параметров (режимов) работы, а сотни таких приборов в разных узлах сети создают информационную базу, позволяющую отслеживать как общее состояние энергосистемы, так и состояние сети у индивидуального потребителя.

Это открывает возможности для проведения научных исследований по разработке и применению прогностических моделей, позволяющих выявлять скрытые закономерности и взаимосвязи в данных от ИПУЭ, которые могут указывать на ухудшение состояния оборудования и возникновение аварийных режимов работы сети. Реализация данной

концепции возможна при применении алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта.

Интеграция данной системы мониторинга с системой пожарной автоматики позволит осуществлять профилактическую работу по выявлению пожаров, оперативно выявляя нарушения правил устройства и эксплуатации электросетей и электроприборов и указывать направления работы электротехническим бригадам для устранения проблем или автоматически отключать пожароопасные участки сети до срабатывания электрических защит низкого уровня, минимизируя риск возникновения пожара.

Одновременно с этим, должна проводиться адаптация существующих систем пожарной автоматики под требования цифровых сетей, что будет являться необходимой мерой для повышения эффективности профилактики чрезвычайных ситуации.

Литература:

1. Анализ обстановки с пожарами и их последствиями на территории Российской Федерации за 12 месяцев 2022 г. URL: <https://узdp.рф/files/306/analiz-dnpr-2022.pdf>

2. Методические рекомендации по организации профилактики пожаров от электрооборудования в жилых и общественных зданиях с применением технических средств: Методические рекомендации. – М.: ВНИИПО, 2022 – 66 с

3. О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) (с изменениями на 10 июня 2023 года) : Постановление Правительства РФ № 890 от 19.06.2020 // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2020. – № N 26, 29.06.2020. – Ст. 4118.

ЭКСПРЕСС ОГРАНИЧЕНИЕ СНИЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

М.З. Одинабеков, А.Г. Фишов

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, odinabekov97@mail.ru**

Доклад посвящен вопросам предотвращения отключений генерирующего оборудования, в частности, газопоршневых установок (ГПУ) в энергосистемах малой мощности (ЭСММ) при набросах/сбросах активной мощности. Обоснованы требования и предложен алгоритм специальной очереди (экспресс) автоматической частотной разгрузки (СО АЧР).

The report is devoted to the issues of preventing shutdowns of generating equipment, in particular, gas piston units in low-power power systems during active power surges/discharges. The requirements are substantiated and the algorithm of a special queue (express) of automatic frequency unloading is proposed.

Введение. Множество причин определяет масштабное развитие малой генерации и объектов на ее основе, работающих как в составе электрических сетей существующих энергосистем, так и в удаленных районах, образующих автономные энергосистемы малой мощности. К числу таких причин следует отнести: высокие тарифы на электроэнергию и мощности в существующих энергосистемах, стремление крупных потребителей к энергетической независимости и безопасности, ограничения на подключения новых нагрузок в узлах сети с запертыми мощностями, развитие периферийных зон крупных агломераций с малой плотностью населения и большой удаленностью от существующих источников тепловой и электрической энергии, развитие удалённых территорий с экономически нецелесообразной связью с системами централизованного электроснабжения.

Малая генерация, мини и микрогриды интегрируются в существующие распределительные электрические сети или образуют новые электрические сети с распределенной генерацией, работающие полностью или преимущественно автономно. Их особенность заключается не только в специфике и разнообразии используемого генерирующего оборудования, но и в неэффективности использования классических технологий и систем управления режимами.

Как правило, момент инерции энергоблоков малой мощности небольшой (1-2 с), поэтому электромеханические процессы в ЭСММ, в т.ч. изменение частоты при набросах/сбросах активной мощности, протекают очень быстро. Применение обычных АЧР с характеристиками, пригодными для традиционных централизованных энергосистем, неэффективно [1].

Возникает острая необходимость быстрого (экспресс) ограничения снижения/повышения частоты для предотвращения погашения электростанции и сохранения электроснабжения потребителей.

Обоснование требований к автоматике экспресс ограничения снижения и повышения частоты. Исследования проводились на примере характерного объекта, представляющего собой электростанцию, являющуюся основным источником энергоснабжения удаленного городского микрорайона. При этом использовались реальные значения уставок защиты энергоблоков мини теплоэлектростанции (ТЭЦ) электрической мощностью 10 МВт на базе 5 ГПУ по 2 МВт жилмассива «Березовое» в г. Новосибирск [2,3].

На рисунке 1 представлены зависимости предельного времени отключения нагрузки или генерации, равных по мощности возникающему аварийному небалансу в ЭСММ. Зависимости времени достижения частотой уставок срабатывания защит энергоблоков получены путем расчета переходных процессов с учетом движения роторов включенных в работу генераторов.

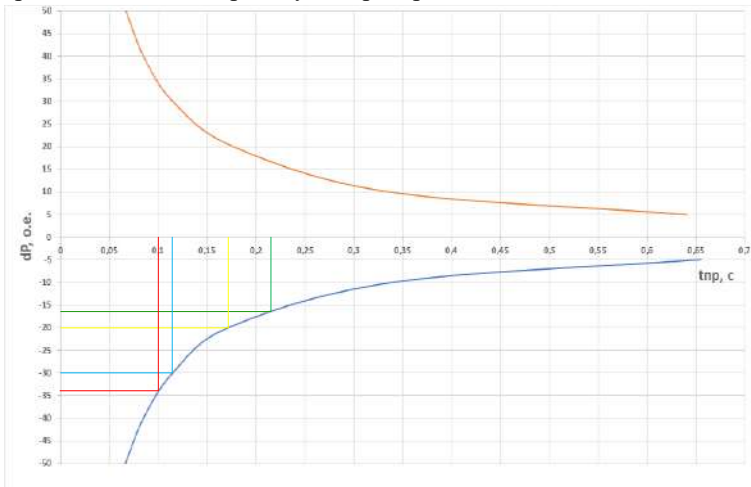


Рис. 1 – График предельного времени отключения нагрузки СО АЧР в зависимости от величины наброса/сброса активной мощности

Требования к быстродействию автоматики АЧР определены из условий работы электростанции в минимальном режиме (в работе 3 энергоблока из 5) и аварийном возмущении в виде отключения одного энергоблока. По критерию n-1 при работе 3-х генераторов с номинальной мощностью 2 МВт каждый загружен максимально на 66%.

При внезапном отключении одного из агрегатов наброс на остальные генераторы составляет 33% от их номинальной мощности.

Как видно из графика 1 при набросе мощности в 33% время срабатывания защит энергоблока составляет 0,1 с и оно определяет необходимое быстродействие СО АЧР. При этом необходимо отметить, что полное время отключения вакуумного выключателя составляет до 0,05 с, следовательно, на срабатывание автоматики специальной очереди АЧР остается не более 0,05 с.

На рисунке 2 обобщенно представлены процессы в ЭСММ при набросах/сбросах активной мощности с учетом работы верифицированного регулятора скорости. Регулятор обеспечивает аperiodический характер процесса при динамических набросах/сбросах активной мощности до 5% от номинальной мощности энергоблока.

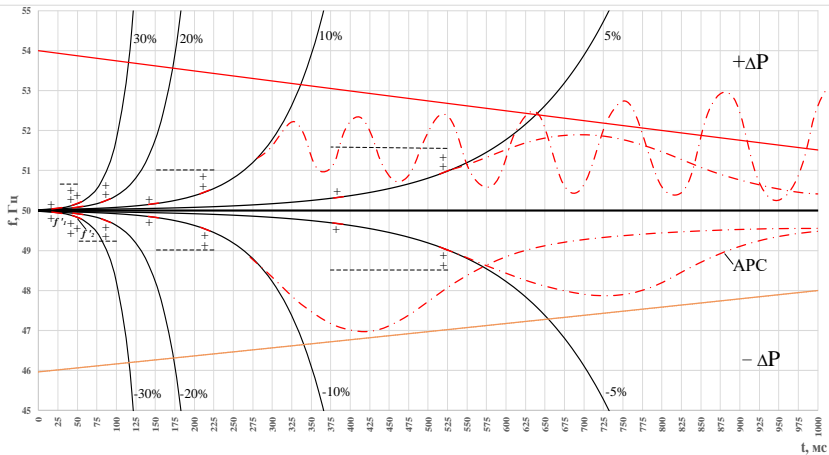


Рис. 2 – Процессы в ЭСММ при набросах/сбросах мощности и уставки срабатывания СО АЧР (+ – срабатывание на сигнал, ++ – срабатывание на отключение)

Рисунок 2 демонстрирует возможность осуществления СО АЧР и ограничения повышения частоты по производной частоты в ЭСММ и особенности процессов при набросах/сбросах активной мощности. При этом необходимо отметить, производная по частоте свидетельствует о величине аварийного небаланса, но не позволяет осуществить дозировку управляющего воздействия без централизации воздействий на группу нагрузок с контролем их доаварийной мощности. Для этого необходим блок специальной автоматики отключения нагрузки (САОН).

На рисунке 3 представлен алгоритм работы СО АЧР, управление по возмущению и с обратной связью. При управлении по возмущению при фиксации аварийного отключения генератора с известной доаварийной загрузкой дозировка отключаемой нагрузки передается на САОН. К САОН подключено определенное количество нагрузок, и при отключениях выбирается и реализуется требуемая их комбинация.

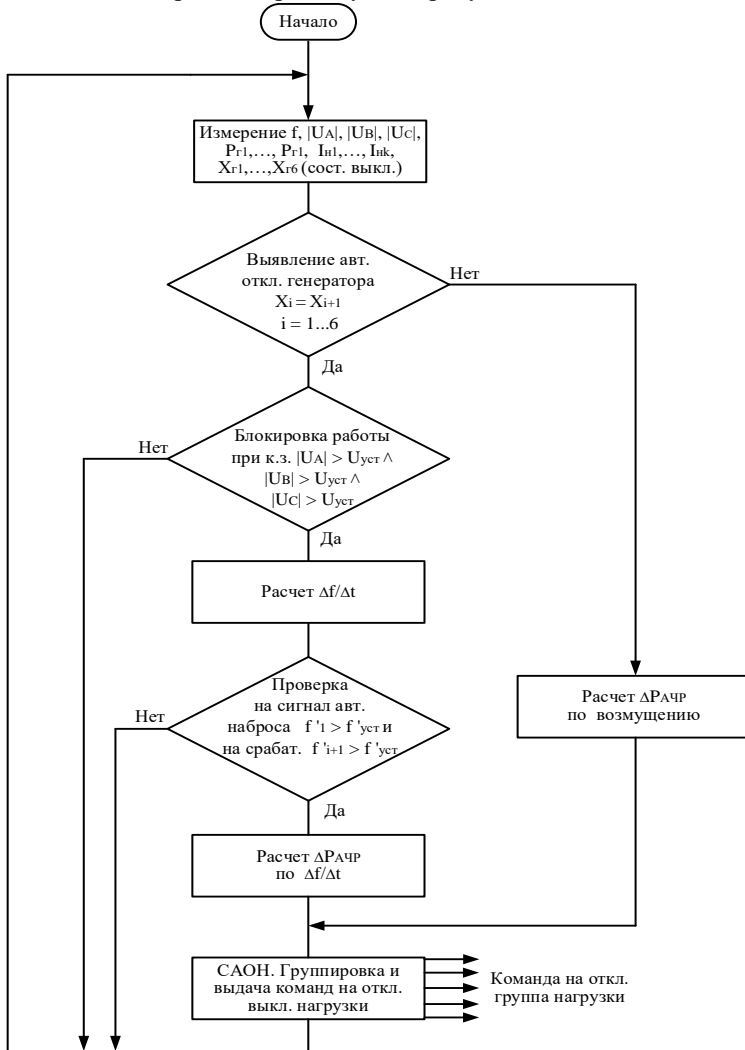


Рис. 3 – Алгоритм работы СО АЧР

При управлении с обратной связью требуемая мощность отключаемой/подключаемой нагрузки определяется по производной частоты напряжения.

При коротких замыканиях работа алгоритма блокируется, так как напряжение перестает быть информативным.

Заключение. В работе получены результаты, характеризующие особенности АЧР в энергосистемах малой мощности и возможности ее осуществления. АЧР в своем составе должна иметь специальные очереди, действующие, как по факту отключений энергоблоков (по возмущению), так и по производной частоты (с обратной связью).

Для реализации адаптивных алгоритмов СО АЧР на конкретном объекте рекомендована централизованная структура АЧР с двумя местами размещения (на электростанции и на распределительном пункте схемы выдачи мощности).

Литература:

1. *Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я.* Интеллектуальное противоаварийное управление с учетом режимов работы потребителей // Вестник ИРГТУ. – 2017. – Том 21. – № 9. – с. 173–184.

2. *Одинабеков М. З.* Исследование особенностей задачи ограничения снижения и повышения частоты в локальных интеллектуальных энергосистемах: маг. дисс.: 13.04.02 – Новосибирск, 2023. – 79 с.

3. *Гуломзода А. Х.* Новые технологии управления синхронизацией и восстановлением нормального режима электрических сетей с распределенной малой генерацией: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02–Новосибирск, 2022. – 186 с.

ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ РЕЗЕРВИРУЕМОЙ МОЩНОСТИ НА СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА ПРЕДЕЛЬНОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ЧАСТОТЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СИНТЕТИЧЕСКОЙ ИНЕРЦИИ

П.П. Радько

Томский политехнический университет,

г. Томск, ppr1@tpu.ru

Научный руководитель: Рубан Н.Ю., к.т.н., доцент

Увеличение числа электростанций на основе возобновляемых источников энергии является одной из тенденций электроэнергетики во всем мире, однако такие перемены приводят к проблемам, к которым традиционная энергосистема может быть не готова. В качестве решения проблемы

устойчивости предлагается внедрить в систему управления солнечной электростанции блок синтетической инерции. Однако в связи с тем, что данная технология требует резерва мощности, важно установить оптимальный объем резерва.

The increase in the number of power plants based on renewable energy sources is the only manifestation of the electric power industry worldwide, but such changes lead to problems that the traditional power system may not be prepared for. To solve the problem of sustainability, it is necessary to introduce a synthetic inertia unit into the control system of a solar power plant. However, because efficient technology requires power, it is important to set the reserve volume.

Введение. В связи с повсеместной тенденцией к декарбонизации, которая проявляется в замещении синхронных генераторов (СГ) возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ), стремительность переходных процессов, сопровождающихся изменением частоты, увеличивается [1]. Это связано с уменьшением значения общей постоянной инерции T_L .

Таким образом, появляется задача искусственным образом придать СЭС инерционный отклик, приближенный к тому, который наблюдается при традиционных источниках энергии. Один из способов это сделать - использование блока синтетической инерции, который является дополнительным контуром системы управления, кратковременно увеличивающий вырабатываемую мощность при возникновении тормозящего момента. Однако для корректной работы данного блока необходимо разгрузить фотоэлектрические установки для образования резерва мощности, что неизменно приведет к экономическим потерям. Из-за этого слишком большой объем резервируемой мощности может быть нерационален.

Данное исследование направлено на поиск оптимального объема резервируемой мощности посредством изучения влияния объема резервируемой мощности СЭС на предельное отклонение частоты при использовании блока синтетической инерции.

Математическая модель. Исследуемая модель представляет собой измененную учебную модель энергосистемы IEEE 9 bus, приведенную на рисунке 1. Линии 7-5 и 5-4 отключены для моделирования слабой связи между энергорайонами. Затем моделируется наброс активной нагрузки в узел 4 величиной в 3% от суммарной.

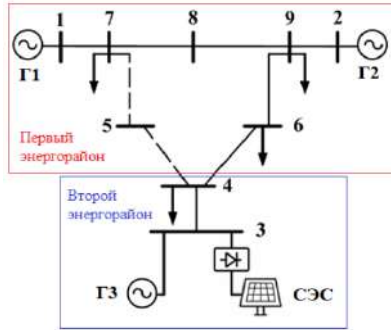


Рис. 1 – Схема исследуемой энергосистемы

Блок синтетической инерции выполнен двухконтурной системой управления, реагирующей и на скорость изменения частоты, и на ее отклонение от номинальной (рис. 2). На этом же рисунке показан принцип совместного использования синтетической инерции и разгрузки по мощности: $U_{разгр}$ (задается вручную) отклоняет $U_{МРРТ}$ вправо, и в случае падения частоты $U_{синт}$ краткосрочно вернет значение напряжения до уровня $U_{МРРТ}$ [2].

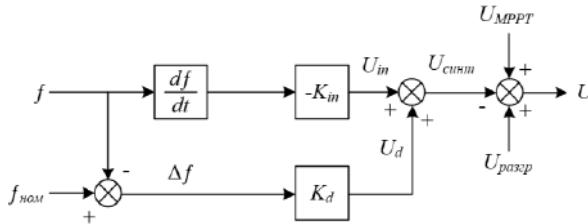


Рис. 2 – Структурная схема модуля синтетической инерции

Эксперимент без разгрузки. Для начала был проведен опыт наброса нагрузки без разгрузки СЭС и, соответственно, без использования блока синтетической инерции ($U_{разгр}=0$). Сравнение качества переходных процессов будет проходить через сравнение осциллограмм частоты вращения роторов СГ, поскольку регулирование частоты у традиционных генерирующих установок осуществляется именно через этот параметр. На рис. 3 можно заметить колебания параметра, которые затухают более 20-ти секунд.

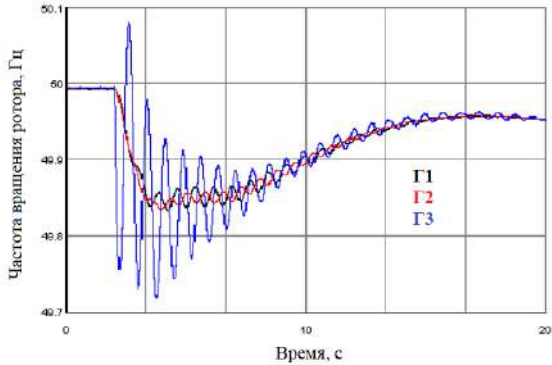


Рис. 3 – Осциллограммы частоты вращения роторов при $U_{разгр}=0$

Остальные эксперименты. Затем были проведены опыты разгрузки СЭС с $U_{разгр}=0,2$ В; $U_{разгр}=0,25$ В; $U_{разгр}=0,3$ В; $U_{разгр}=0,35$ В. При большем отклонении от $U_{МРРТ}$ в системе нарушалась устойчивость после наброса нагрузки.

При увеличении объема резервируемой мощности сокращается предельное отклонение частоты, однако начиная с $U_{разгр}=0,3$ В качество демпфирования начало ухудшаться, что показано на рис. 4.

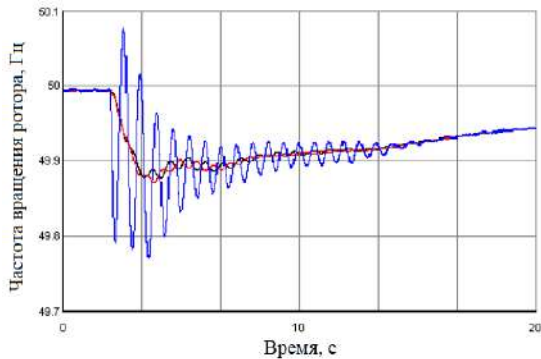


Рис. 4 – Осциллограммы частоты вращения роторов при $U_{разгр}=0,3$ В

Результаты. Результаты исследования приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты исследования

$U_{разгр}$, В	Активная мощность СЭС, МВт	Резервируемая мощность, МВт	Резервируемая мощность, %	Предельное отклонение частоты, Гц
0	17,35	0	0	0,2664
0,2	16,4	0,95	5,48	0,2433
0,25	15,5	1,85	10,66	0,2201
0,3	13,9	3,45	19,88	0,1927
0,35	11,75	5,6	32,28	0,1663

Зависимость линейна, из чего следует, что универсального решения вопроса об объеме резервируемой мощности не существует. Чтобы сделать выбор в сторону того или иного объема, собственник станции должен оценить уязвимость энергорайона перед критическими падениями частоты, а также экономические потери от обеспечения резерва.

С другой стороны, нюанс с ухудшением демпфирования при увеличении $U_{разгр} > 0,3$ В говорит о том, что оптимальный объем существует и равен значению, не превышающему 20% от установленной мощности.

В любом случае, проявляется дополнительный фактор: при неизменной системе управления именно изменение частоты вращения ротора вблизи стоящего СГ, если таковой имеется, может определить оптимальный объем резервируемой мощности на СЭС.

Литература:

1. Shazon Md. Nahid Haque, Nahid-Al-Masood, Jawad Atik, Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review // Energy Rep., 8 (2022), pp. 6191-6219
2. Sangwongwanich, Y. Yang, F. Blaabjerg and H. Wang, "Benchmarking of constant power generation strategies for single-phase grid-connected Photovoltaic systems," 2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Long Beach, CA, USA, 2016, pp. 370-377, doi: 10.1109/APEC.2016.7467899.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕРВИЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПЕРОВСКИТНОЙ СОЛНЕЧНОЙ ПАНЕЛИ В УСЛОВИЯХ ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ

В.И. Рудой , Т.В. Султанова, К.А. Кузютин
Забайкальский государственный университет,
г. Чита, mail@zabgu.ru

Научный руководитель: Батухтин С.Г., к.т.н., доцент кафедры

Солнечная энергетика является одним из перспективных и быстроразвивающихся путей альтернативной энергетики. Возможности использования солнечного излучения для получения энергии, постоянно улучшаются. Но эффективность солнечных панелей очень сильно зависит от внешних факторов. Поэтому проведение испытаний в регионах с разными климатическими условиями, является важным мероприятием для проверки работоспособности панели и выявления её характеристик.

Solar energy is one of the promising and rapidly developing alternative energy pathways. The possibilities of using solar radiation to generate energy, are constantly improving. But the efficiency of solar panels is highly dependent on external factors. Therefore, testing in regions with different climatic conditions is an important activity to verify the performance of the panel and to identify its characteristics.

Экологическая обстановка на планете является одним из наиболее важных вопросов человечества в настоящий момент. Одним из наиболее негативных факторов, влияющих на ухудшение экологии, является негативное воздействие от объектов традиционной энергетики, таких как ТЭС и АЭС. Согласно статистическим данным [1] на станции типа ТЭС приходится наибольший процент выработки энергии в России. Одним из способов уменьшения вредного воздействия от работы данных станций может стать развитие альтернативной энергетики.

Как видно из тех же статистических данных, наименее развитым типом энергетики в России является солнечная энергетика. Отчасти это объясняется наличием определенного количества недостатков у данного типа станций, в частности неравномерность выработки, зависимость от условий окружающей среды, невысокий срок службы и высокая стоимость солнечных кремниевых панелей [2]. Однако исследования в области поиска решений данных проблем активно ведутся. Неравномерность выработки стараются решить путем применения аккумуляции энергии [3] и новых материалов, способных воспринимать солнечное излучение при более низких уровнях инсоляции. Зависимость от условий окружающей среды решается путем совершенствования оптических характеристик и применения новых полупроводниковых материалов. Срок службы и стоимость

производства, как две достаточно зависимые друг от друга характеристики стараются решать путем удешевления технологии производства и опять же поиском новых материалов, более дешевых для применения. Таким образом, наиболее универсальным способом решения существующих проблем может стать применение нового материала вместо кремния.

Одним из таких материалов является перовскит. По своей сути это титанат кальция (CaTiO_3), чья способность преобразовывать солнечный свет в постоянный электрический ток была открыта в 2009 году [4]. Но главной проблемой получения электроэнергии, при помощи этого полупроводника, являлась деградация элемента, сделанного из этого материала. При воздействии на него высоких температур, чего избежать невозможно в силу самой концепции работы солнечной панели[5]. Но с тех пор материал был усовершенствован и на данный момент способен работать более года, под воздействием высоких температур, с сохранением КПД более 27%. [6] Подобного эффекта удалось достигнуть благодаря технологии «инкапсулирования», запечатывания ячеек титана в специальную капсулу, из сложного стекляннопolyмерного соединения. Поэтому возникает необходимость провести натуральные испытания солнечного элемента на базе перовскита в натуральных условиях.

Климатические условия в Забайкальском крае наиболее благоприятны для развития солнечной энергетики, поскольку тут высоко значение средней инсоляции по России. Для проведения первичных испытаний был собран полигон мониторинга, схема которого представлена на рисунке 1.

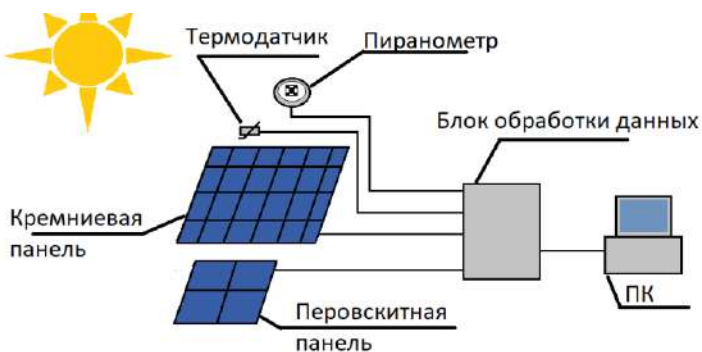


Рис.1 – Принципиальная схема полигона.

Данный полигон позволяет собирать требуемые данные, оцифровывать их и передавать на компьютер в круглосуточном режиме для подробного анализа. В состав полигона входит пиранометр «Пеленг СФ-06», термодатчик сопротивления NTC-10. Для сравнения установлена кремниевая монокристаллическая солнечная панель напряжением 24 В. В качестве испытуемой установлена экспериментальная солнечная перовскитная панель, созданной специалистами Лаборатории Перспективной Солнечной Энергетики НИТУ МИСиС [7] так же на 24 В, представленная на рисунке 2. Блок сбора данных представляет собой аналогово-цифровой преобразователь и систему преобразования и записи данных SCADA.



Рис.2 – Экспериментальная перовскитная солнечная панель

Для первичной оценки эффективности работы солнечных панелей в качестве анализируемого показателя было выбрано напряжение холостого хода источника. Испытания проводились в течение 10 дней в период с 10.10.23 по 20. 10.23. В качестве примера результата дневного мониторинга в таблице 1 приведены данные за 15.10.23.

Как видно из результатов наблюдения, перовскитный солнечный элемент показывает более высокое и близкое к максимальному напряжение холостого хода при высоком уровне инсоляции по

сравнению с кремниевым солнечным элементом. В то же время в момент снижения уровня инсоляции, напряжение на перовскитном элементе снижается значительно быстрее, чем на кремниевом элементе.

Таблица 1 – Результаты дневного мониторинга

Время	Напряжение солнечной панели, В	Напряжение перовскитной панели, В	Инсоляция, Вт/м ²	Температура, С°
08:00:00	17,561	8,307	52,131	-4,039
09:00:00	21,688	22,778	405,622	1,373
10:00:00	21,356	23,742	687,806	2,200
11:00:00	21,597	23,873	898,966	1,582
12:00:00	21,468	23,729	1033,752	4,756
13:00:00	21,011	23,349	1050,620	6,339
14:00:00	21,307	23,454	1015,661	6,346
15:00:00	20,878	23,144	886,240	7,746
16:00:00	21,023	22,989	691,334	10,642
17:00:00	20,731	22,675	421,350	7,514
18:00:00	18,427	15,490	70,204	7,858
19:00:00	2,106	0,245	41,203	5,624
20:00:00	0,126	0,093	44,275	4,787

Исходя из проведенных первичных испытаний, можно сделать вывод о том, что данные перовскитные элементы заслуживают более подробного изучения для выяснения полных параметров их работы, в частности снятие полных вольт-амперных характеристик в реальных условиях, что безусловно будет дополнено на испытательном полигоне.

Данные результаты получены в рамках программы развития «Приоритет-2030»

Литература:

1. Основные характеристики Российской электроэнергетики [электронный ресурс]: статья / Министерство энергетики РФ - Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (Дата обращения: 28.09.23).

2. Современные проблемы встречающиеся в солнечной энергетике / Ю. А. Жорова, Т. Э. Леон Овидео, К. И. Зайцева [и др.] // ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ науки : сборник статей Международной научно-практической конференции, Новосибирск, 28 ноября 2019 года. Том Часть 3. – Новосибирск: Общество с ограниченной ответственностью "ОМЕГА САЙНС", 2019. – С. 216-223.

3. *Тарабанов В. Н.* Нанотехнологии, аккумуляторы и суперконденсаторы – ионисторы // Вопросы оборонной техники. Серия 16: Технические средства противодействия терроризму. – 2012. – № 9-10. – С. 96-101.

4. Учёные подняли КПД тандемных солнечных элементов с перовскитом до рекордного уровня — 33,2% [электронный ресурс] — Режим доступа: <https://3dnews.ru/1085095/uchyonie-iz-saudoovskoy-aravii-podnyali-kpd-tandemnih-solnechnih-elementov-s-perovskitom-do-rekordnogo-urovnya-332> (Дата обращения: 28.09.2023)

5. Perovskites photovoltaic solar cells: An overview of current status / Tonui P., Oseni S. O., Sharma G., Yan Q., Tessema Mola G. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018, V. 91. P. 1025–1044.

6. *Насируллин М., Василовулу М.* Перовскитные солнечные элементы. 3-й ежегодный доклад Ассоциации "Глобальная энергия". С. 20–48.

7. *Иштеев А. Р., Саранин Д. С.* Перовскитные тонкопленочные солнечные элементы // Оптические технологии, материалы и системы : Сборник докладов Международной научно-технической конференции ИПТИП РТУ МИРЭА, Москва, 16–17 декабря 2021 года / Под редакцией А.С. Сигова. – Москва: МИРЭА - Российский технологический университет, 2022. – С. 30-32.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ НЕСИММЕТРИИ НАГРУЗКИ

С.Ш. Таваров

Южно-Уральский государственный университет (НИУ)»,

г. Челябинск, tabarovsaid@mail.ru

Научный руководитель: Сидоров А.И., д.т.н., профессор

Статья посвящена решению проблемы симметрирования напряжения автономной распределительной электрической сети с однофазными потребителями. Для оценки режимных параметров в несимметричных режимах в случае неравномерного подключения однофазных электроприемников в среде Matlab/Simulink построена модель распределительной сети. Полученные результаты показали, что при изменении напряжений относительно А и В на 10, 8%, В и С на 36,16% и а А и С на 28,41% на нулевом проводе появляются токи и напряжения превышающие допустимые величины.

The article is devoted to solving the problem of balancing the voltage of an autonomous distribution electrical network with single-phase consumers. The distribution network model in the Matlab/Simulink environment was built to evaluate the regime parameters in asymmetric modes in the case of an uneven connection of single-phase electrical receivers. The results showed that when the voltages of A and B change by 10, 8%, B and C by 36.16% and A and C by 28.41% on the zero wire, currents and voltages exceeding permissible quantities.

Предложение путей и способов, направленных на повышение эффективности автономных распределительных электрических сетей с однофазными потребителями является одной из главных задач [1, 2]. Связано это, в первую очередь с тем, что большая часть находится на удалении от источников энергии и не всегда целесообразно по ряду причин строить линии электропередачи на столь дальние расстояния [3-6]. Для обеспечения указанных потребителей электроэнергией наиболее эффективным способом является использование автономных источников энергии, в качестве которых могут служить не только дизельные генераторы, но и различные возобновляемые источники энергии (малые гидроэлектростанции, ветроустановки) [6, 7].

Для повышения качества напряжения распределительной сети необходимо симметризовать напряжения, для чего используются устройства симметрирования в трансформаторе, который существенно повышает стоимость трансформаторов 6-10/0,4 кВ. Заметим, что после симметрирования напряжения трансформатор работает в режиме перегрузки. Для устранения такого режима можно параллельно трансформатору подключить полупроводниковый преобразователь с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) [7]. В зависимости от места нахождения потребителей можно выбирать тип источника ВИЭ.

Известно, что несимметрия является главным врагом распределительных электрических сетей с точки зрения надежности системы электроснабжения, нарушения качества электроэнергии - отклонения напряжения [7] и безопасности – появление токов в нулевом проводнике, приводящая к его нагреву и обрыву в точках слабого контакта и общей связи (нейтрали) [7].

С использованием ранее предложенного метода прогнозирования электропотребления [7] приведенной в виде уравнения 1:

$$W_{\text{прог.электро.}} = W_{\text{факт.}} \cdot (1 - \alpha_i), \quad (1)$$

где $W_{\text{факт.}}$ – фактическое электропотребления однофазных электроприемников, кВт·ч; α_i – коэффициент влияния на возникновение несимметрии (раскрыт подробно в [7]).

В программе Matlab/Simulink построена модель распределительной сети, целью которой является оценка режимных параметров электрической сети при несимметричных режимах в случае неравномерного подключения однофазных электроприемников.

По полученным результатам предложим способ по выравниванию нагрузки токов и напряжения по фазам. На рис. 1 представлена модель трехфазной распределительной электрической сети, получающей питание от автономного источника. Модель состоит из:

- источника электроэнергии - 1;
- преобразовательного трансформатора 10/0,38 кВ - 2;
- измерительных устройств – 3, 5;
- линии электропередачи - 4;
- потребителей (группы однофазных электроприемников подключенных к разным фазам) - 6.

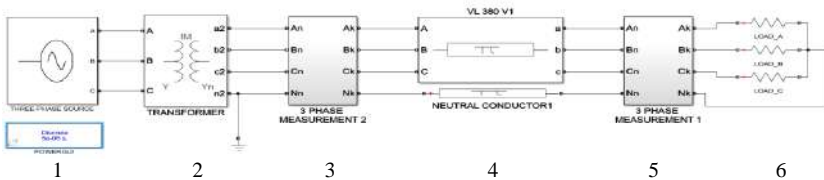


Рис. 1 – Модель трехфазной распределительной электрической сети

Результаты моделирования при симметричном режиме работы распределительной электрической сети представим виде осциллограммы напряжения по фазам рис. 2.

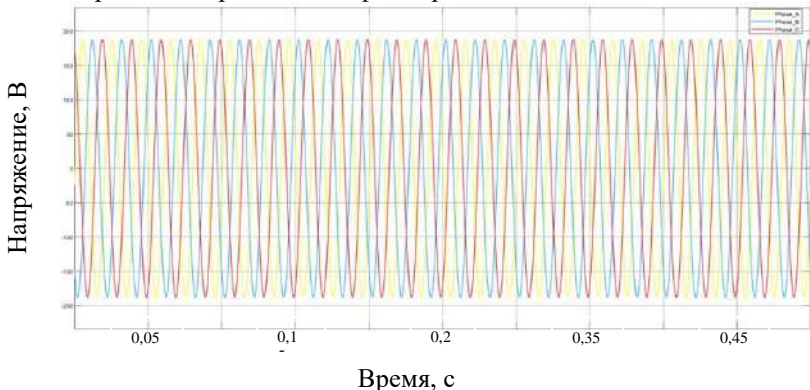


Рис. 2 – Осциллограмма напряжения при симметричном режиме работы распределительной электрической сети

Как видно из рис. 2 при симметричном режиме работы распределительной электрической сети напряжение в течение исследуемого промежутка времени остается постоянным. Следовательно, в данном режиме надежность системы электроснабжения, качество электроэнергии и безопасность находятся в пределах допустимых значений.

Однако при изменения нагрузок по фазам (в нашем случаи они составили между А и В - 10, 8%, В и С - 36,16% а между фазами А и С - 28,41%) на нулевом проводе появились следующие значения тока и напряжения (рис. 3).

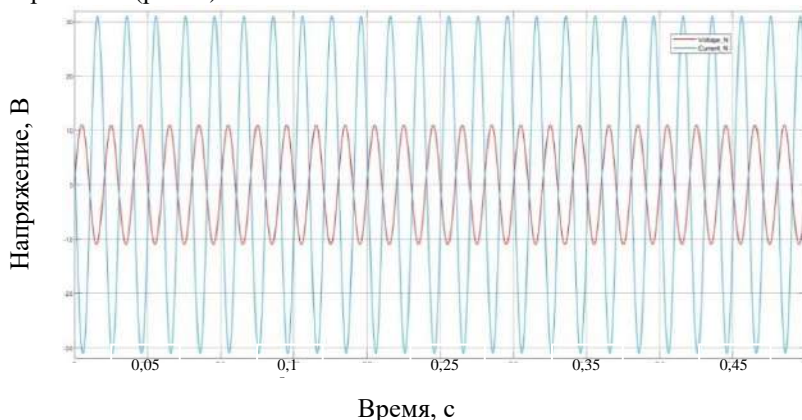


Рис. 3 – Осциллограмма тока и напряжения на нулевом проводе распределительной электрической сети

Из рис. 3 видно, что значения тока и напряжения при несимметричной нагрузке в фазах составляет - 11,02 А и 31,17 В.

Данный режим приводит к нагреву провода и увеличению вероятности его обрыва в точке общего соединения, тем самым приводя к нарушению режима работы распределительной электрической сети.

Закключение. Предлагаемая компьютерная модель участка распределительной электрической сети с использованием для прогноза предложенного метода позволила оценить эффективность распределительной электрической сети при несимметричной нагрузке.

Литература:

1. Маларев В.И., Богданов И.А., Турьшева А.В. Система тригенерации как средство повышения эффективности бинарных комплексов для производства электрической и тепловой энергии // Промышленная энергетика. - 2020. - № 3. - С. 21-27. DOI: 10.34831/EP.2020.66.67.001.

2. *Портнягин Н.Н., Ершов М.С., Барбасов П.Ю., Чернев М.Ю.* Моделирование влияния величины нелинейной нагрузки на качество электроэнергии промышленных электротехнических систем // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. - 2017. - Т. 60. - № 1. - С. 61-66. DOI: 10.17213/0136-3360-2017-1-61-66.

3. *Токарев И.С., Хрущев Ю.В.* Обеспечение устойчивости работы автономных систем электроснабжения газокomppressorных станций // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: Сб. науч. трудов VII Международной научной конференции молодых ученых, 09-12 июня, 2015, Новосибирск, Россия. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет. - 2015. - С. 177-181.

4. *Сычев Ю.А., Кузнецов П.А., Зимин Р.Ю., Соловьева Я.А.* Проблемы компенсации высших гармоник тока и напряжения в условиях распределенной генерации // Вестник Московского авиационного института. - 2018. - Т. 25. - № 4. С. 216-228.

5. *Гринкруг М. С., Мутин И. А.* Управление несимметрией токов в распределительных сетях низкого напряжения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2009. - №3-4. - С. 80-84.

6. *Tavarov, S.S., Sidorov, A.I., Valeev, R.G., Zykina, E.V.* (2021). Estimation method of the state of 6-10 kV distribution network. European Journal of Electrical Engineering, Vol. 23, No. 2, pp. 95-101. <https://doi.org/10.18280/ejee.230202>

7. *Tavarov S.S., Sidorov A.I., Sulstonov O.O.* (2021). Modelling the operating mode of the urban electrical network and developing a method for managing these modes. Mathematical Modelling of Engineering Problems, Vol. 8, No. 5, pp. 813-818. <https://doi.org/10.18280/mmep.080518>.

**Секция РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА,
ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ,
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТА**

**ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ НА ОСНОВЕ
ЯЗЫКА PYTHON**

С.С. Аверьянов, А.С. Трофимов
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, a.trofimov@corp.nstu.ru
Научный руководитель: Трофимов А. С., к.т.н., доцент

Устройства защиты, построенные на микропроцессорной основе, позволяют использовать алгоритмы функционирования отличные от традиционных, которые основываются на новых принципах функционирования. В современном сегменте программного обеспечения для моделирования устройств РЗА встречается достаточно малое количество программных комплексов, которые позволяют менять параметры РЗА и защищаемых объектов непосредственно в процессе моделирования. В статье рассмотрены основные принципы создания имитационных алгоритмов реального времени в релейной защите на основе языка Python.

Protection devices built on a microprocessor basis allow using algorithms of functioning different from traditional ones, which are based on new principles of functioning. In the modern segment of software for modeling RPA devices, a small number of software complexes allows you to change the parameters of the RPA and the line directly during the modeling process. This article discusses the basic principles of creating real-time simulation algorithms in relay protection based on the Python language.

Введение

В настоящее время тенденция в развитии интеллектуальных алгоритмов функционирования релейной защиты и автоматики (РЗА) сводится к статистическим или обучающимся алгоритмам. Оба вида алгоритмов требуют для функционирования достаточно большого количества либо статистических данных, либо данных полученных на основе математического моделирования для определения вероятностей событий в процессе функционирования устройств РЗА. Кроме того, в современной литературе, зачастую прослеживается тезис о том, что в течении последующей работы устройства, алгоритм адаптируется к параметрам сети. То есть со временем алгоритм совершенствуется, уточняя свои параметры такие как значение уставки, выдержки времени и т.п.

Моделирование таких алгоритмов возможно осуществить на основе массива данных ограниченной длины. Однако, такой способ моделирования оказывает существенные трудности на процесс обучения модели и оценку её результатов моделирования.

Принцип создания имитационных моделей реального времени заключается в возможности изменения режимов моделируемой сети оператором или алгоритмом для оценки влияния новых событий на процесс обучения адаптивного алгоритма, без необходимости перестроения новой модели.

Структура имитационного алгоритма реального времени



Рис.1 – Блок схема имитационного алгоритма реального времени

На рисунке 1 представлен основной каркас имитационного алгоритма. Его ключевым составляющим является расчетный бесконечный цикл. В основе теле бесконечного цикла происходит расчет мгновенных значений токов, частоты, фазы и других параметров, которые предполагается использовать для работы интеллектуального алгоритма РЗА. При расчете данных параметров учитываются начальные значения: частоты, амплитуды тока и напряжения, а также период дискретизации [1].

Рассмотрим пример вычисления данных для алгоритма релейной защиты с использованием вышеупомянутого цикла. Примером моделирования служит максимальная токовая защита (МТЗ).

Для реализации алгоритма функционирования защиты необходимо смоделировать защищаемую линию, на которой устанавливается данная защита.

Таблица 1 – Исходные данные моделируемой линии

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение
Ном. напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10
Частота	$f_{\text{ном}}$	Гц	50
Нагрузка	$S_{\text{нагр}}$	кВА	10

Моделирование защищаемой линии предполагает расчет параметров для итерации цикла. В качестве примера допускается, что частота и напряжение на данной линии имеют постоянные параметры, однако при необходимости эти параметры могут быть смоделированы аналогично (1).

$$I(t) = |I_n| \cdot \sin(\omega t_i), \quad (1)$$

где I_n – ток в линии соответствующий заданной нагрузке;

t_i – значение времени на момент конкретной итерации $t_i = \Delta t \cdot i$;

i - счетчик итераций.

Для моделирования процесса функционирования РЗА требуется возмущающие воздействия, например, короткие замыкания (КЗ). Принцип, отличающий имитационную модель реального времени от статичной модели заключается в возможности управления возмущающими воздействиями в режиме онлайн. Полностью оценить достоинство таких типов моделей возможно с внедрением графических библиотек языка Python, например, pygame. Данная библиотека позволяет не только визуализировать алгоритм РЗА, но и добавить модули взаимодействия – выключатели, точки КЗ и т.д. Модули взаимодействия основаны на флаговых переменных, и позволяют суммировать основной сигнал тока или напряжения с переходными составляющими.

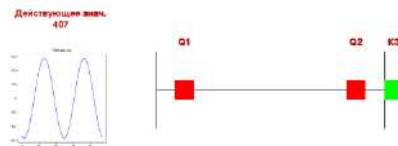


Рис.2 – Пример графической реализации основных элементов взаимодействия с моделируемой линией

Выражение значения тока с учетом данных модулей [2]:

$$I_{\text{рез}}(t) = I_{\text{раб}}(t) + I_{\text{ПЕР}}(t) \cdot \text{flag}, \quad (2)$$

где $I_{\text{ПЕР}}(t)$ – ток во время переходного процесса;

flag – флаговая переменная, которая в зависимости от нажатия на модуль принимает значение 0 или 1 соответственно.

При моделировании важно учитывать аппаратную составляющую существующих средств измерения, например, частоту дискретизации АЦП для создания реализуемых алгоритмов [3].

Рассмотренный подход позволяет тестировать абсолютно разные алгоритмы функционирования релейной защиты, от традиционных до адаптивных, при этом результаты работы алгоритма возможно представить наглядно.

Пример использования имитационного алгоритма

Рассмотренная модель подходит для тестирования адаптивных алгоритмов, например, работающих на статистическом принципе. В качестве примера рассмотрен алгоритм прогнозирования рабочего тока для адаптивной МТЗ выполняющей функции резервирования тупиковой реактированной линии промышленных предприятиях.

Интерактивная схема промышленного предприятия может быть представлена следующим образом [4]:

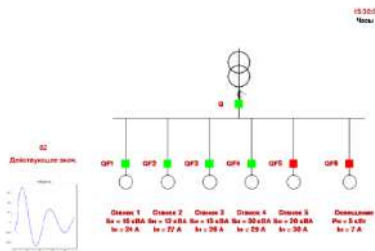


Рис.3 – Интерактивная схема промышленного предприятия

С помощью интерактивных модулей возможно задать цикл работы предприятия на будние и выходных дни. Отклонения мгновенного значения тока или напряжения от заданного режима регулируются исследователем во время работы модели.

Используя библиотеки языка Python для прогнозирования значений рабочего тока, модель позволяет сделать прогноз за грядущий час работы предприятия.

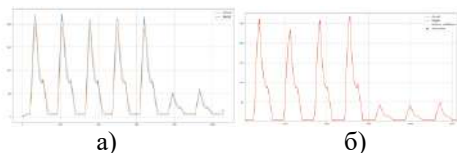


Рис.4 – Непрерывное моделирование графика нагрузки (а – фактические данные, б – прогнозные)

Заключение

Имитационная модель реального времени позволяет проводить наглядные эксперименты над алгоритмом РЗА без необходимости останова для изменения параметров режима. Она имеет преимущество в простоте обращения и наглядности, за счет чего может быть использована не только в исследовательских, но и образовательных целях.

Литература:

1. Фадке Арун Г., Торп Джеймс С. Компьютерная релейная защита в энергосистемах. Второе издание Москва: ТЕХНОСФЕРА, 2019. – 370 с. ISBN 978-5-94836-552-7.
2. Голубев М. Л. Методы расчета токов короткого замыкания в распределительных сетях. М.: Энергия, 1980, 88 с
3. Математическое моделирование электрических систем и их элементов: учеб. пособие/А.В. Лыкин. –Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. –228с
4. Системы электроснабжения : учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. – 258 с. («Учебники НГТУ»)
5. ГОСТ 16022-83 «Реле электрические защиты, противоаварийной автоматики и управления. Термины и определения». -41 с

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МДО ПОКРЫТИЯ ПРОВОДОВ ВЛ 500 КВ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ ВЛАЖНОСТИ И ДОЖДЯ

Р.Е. Годунцов

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, goduncov99@mail.ru**

Научный руководитель: Войтович Р.А., к.т.н.

В работе рассмотрен способ снижения потерь электроэнергии на коронные разряды в условиях плохой погоды (высокая влажность и дождь). Для решения автор воспользовался функциональным покрытием провода с супергидрофильными свойствами. В результате данного исследования было выяснено, что использование данного покрытия способно снизить потери электроэнергии на 40% в условиях плохой погоды.

A way to reduce the loss of electricity to corona discharges in bad weather conditions (high humidity and precipitation) was considered in this paper. For the solution, the author used a functional conductor coating with superhydrophilic

properties. In the results of this study, it was founded that the use of this coating can reduce electricity losses by 40% in bad weather conditions.

Для передачи энергии на дальние расстояния необходимо повышать напряжения для уменьшения потерь. Однако с ростом используемого напряжения растут и проблемы, связанные с возможным появлением короны. Коронные разряды возникают на разных элементах: экраны, поддерживающая арматура, провода. На высоких и сверхвысоких классах напряжения корона приводит к существенным потерям электроэнергии, вызывает радиопомехи, акустический шум, старение изоляции и усиливает коррозию металлических элементов. Среднегодовые потери на корону на ВЛ 330, 500 кВ могут составлять до 35%, а на 750 кВ – до 39% от суммарных потерь при передаче электроэнергии.

Интенсивные коронные разряды возникают как правило в условиях плохой погоды (снег, дождь, изморозь), так как на проводе появляется локальная неоднородность в виде капли или снежинки, что усиливает напряженность электрического поля в данной точке.

В условиях плохой погоды, продолжительность которой составляет от 10% до 20% времени в году, одним из перспективных направлений для снижения интенсивности коронных разрядов является использование функциональных покрытий проводов, которые препятствуют образованию капель воды и изморози на поверхности провода.

В данной статье будет рассмотрено супергидрофильное покрытие на основе микродугового оксидирования (МДО). МДО покрытие — это процесс образования оксидного слоя на поверхности металла. При пропускании тока большой плотности через границу раздела металл-электролит создаются условия, когда напряженность на границе становится выше ее диэлектрической прочности и на поверхности электрода возникают плазменные микроразряды с высокими локальными температурами и давлениями. В результате получается слой покрытия, который состоит из окисленных форм элементов металла основы и составляющих электролита. Таким образом можно получать керамические покрытия с различными уникальными характеристиками, в зависимости от режима микродугового оксидирования.

Рассматриваемые образцы с МДО покрытием обладают практически абсолютной смачиваемостью, угол смачивания не превышает 10 градусов. Это обеспечивается благодаря высокой пористости, т.е. увеличением площади контакта с водой. Толщина покрытия может составлять от 5 мкм до 1000 мкм, а величина пор при этом варьируется

от 10 мкм до 100 мкм. У МДО покрытия нет четкого переходного слоя на границе металл-покрытие. Поэтому данное покрытие нельзя механически отделить, не повреждая металл основу.

Были проведены расчеты распределения электростатического поля на поверхности провода с каплей и без в программном обеспечении COMSOL Multiphysics. Модель будет состоять из стальных и алюминиевых проволок расщепленного провода АС 330/39. Так как в программе достаточно сложно смоделировать, как будет выглядеть капля на проводе, будем считать, что она представляет собой окружность диаметром 1-2 мм. Расчётная область ограничена полукругностью радиусом в 50 м. Провод находится на высоте 10 м от земли.

Угол смачиваемости для обычного провода будем считать около 90 градусов. Угол смачиваемости для супергидрофильного провода – около 10 градусов.

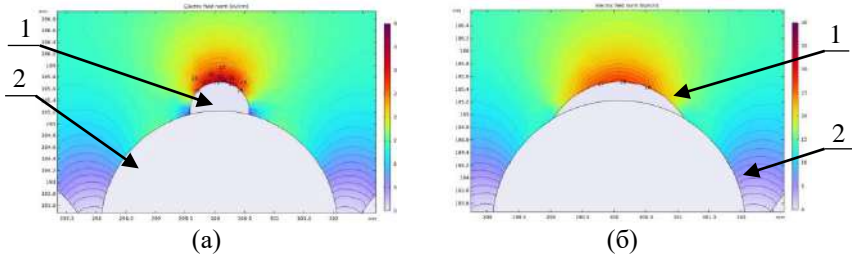


Рис. 1 – Напряженность поля на проводе с каплей (1 – внешний стальной слой провода; 2 – капля)

а) – Обычный провод с каплей;

б) – Провод с МДО покрытием с каплей

На обычном сухом проводе максимальная напряженность составляет 23-24 кВ/см. Если же на проводе появится капля, то напряженность поля увеличивается до 36 кВ/см. так как условием короны является напряженность порядка 30 кВ/см, то на поверхности капли появятся коронные разряды. При использовании супергидрофильного покрытия капля на поверхности провода приводит к возрастанию напряженности поля до 28 кВ/см (рис. 1).

Испытания проводились филиалом АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ. В качестве испытательной модели были образцы проводов длиной 1 м, находящиеся на высоте 1 м от измерительной плоскости диаметром 2 м.

Испытуемый образец провода устанавливался в горизонтальном положении над измерительной плоскостью. Фиксация проводов над плоскостью осуществлялась с помощью полусферических

наконечников на концах горизонтальных труб. Подвод напряжения осуществлялся с помощью некоронирующей ошиновки. Над проводами располагалась форсунка с помощью которой имитировался мелкий дождь.

После 10 минут дождя на поверхности провода без покрытия образуются капли размерами от 3 мм до 5 мм (рис. 2), а на проводе с покрытием – отдельные капли, стекающие с нижней части провода (рис.3).



Рис. 2 – провод без покрытия после 120 мин. дождя



Рис. 3 – Провод с МДО-покрытием после 120 мин. дождя

На эопограммах количество вспышек соответствует количеству капель, которые образовались на поверхности провода. В ходе испытаний были получены следующие результаты:

- В сухом состоянии супергидрофильное покрытие не оказывает существенного влияния на характеристики коронных разрядов. Напряжения начала короны и мощность потерь на корону в сухом состоянии практически совпадают.
- Снижение потерь на корону в условиях дождя составляет 1,6 раза по сравнению с проводом без покрытия (при напряженности, соответствующей ВЛ 500 кВ).
- В условиях дождя напряжение начала короны повышается на 15-20%, а мощность потерь на корону снижается в 1,2-1,6 раза, по сравнению с проводом без покрытия. Сокращение потерь примерно на 40% (рис. 6).



Рис. 4 –Эопограмма КР провода без покрытия под дождем: 180 кВ

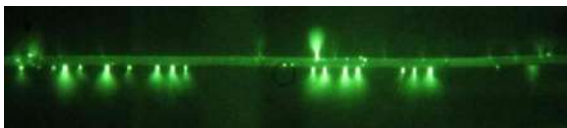


Рис. 5 – Эзограмма КР провода с МДО-покрытием под дождем: 180 кВ

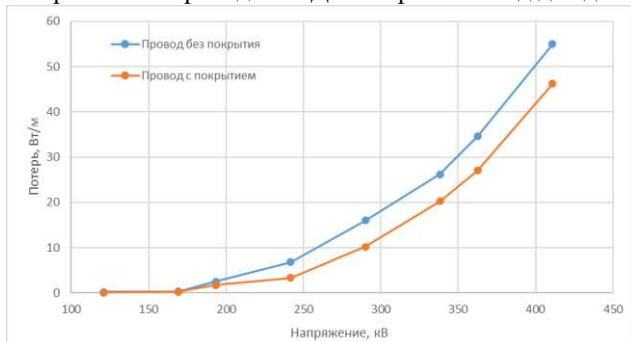


Рис. 6 – Зависимость мощности потерь на корону от величины напряжения на проводах под дождем

Покрытие провода не деградирует под действием высокой напряженности электрического поля и коронных разрядов, что подтверждается неизменностью характеристик при многократных приложениях высокого напряжения.

На текущий момент опытные образцы провода проходят опытно-промышленную эксплуатацию на ВЛ 500 кВ. Результаты измерений в рамках ОПЭ подтверждают ранее заявленные характеристики по снижению уровня коронных разрядов в условиях влажных осадков.

Литература:

1. Райзер Ю.П. Физика газового разряда. М. Наука, 1987 – 592 с.
2. Тамазов А.И. Потери на корону и их снижение в сетях 220 кВ и выше. – «Электро», №4, 2004.
3. Беляева Л.А., Булатов Б.Г. Оценка потерь электроэнергии на корону по данным телеметрии. Вестник ЮУрГУ, №20, 2007.
4. Александров Г.Н. Коронный разряд на линиях электропередачи. М. – Л. – Энергия, 1964, 228 с.
5. Тыныштыкбаев К.Б., Иманбаев Г.Ж., Айнабаев А.М., Инсенов З.А. Снижение потерь мощности в коронном разряде в условиях осадков. – Письма ЖТФ, 2018, том 44, вып. 12.
6. Чавдаров А. В. Микродуговое окисидирование [Электронный ресурс]/ Дата публикации в Интернет: 01.01.2012. – URL: ООО НПФ "ТОМ" (firma-tom.ru)

7. Правила устройства электроустановок. - 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

8. U. Schiller, K. Reich, R. Woschitz, M. Leonhardsberger, A. Pirker, O. Oberzaucher. Audible Noise Performance of OHL Conductor Bundles - (CIGRE, Report 4-13, 2016).

9. U. Straumann and H.J. Weber. Potential reduction of audible noise from new and aged overhead transmission line conductors by increasing their hydrophilicity. - (CIGRE, Report B2-113, 2010).

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕННОСТИ МАГНИТНОГО ПОЛЯ В СТЕРЖНЯХ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ

С.Е. Емельянова, Г.Ю. Петров

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, svetlanaemelanova123@gmail.com**

Научный руководитель: Мюльбаер А.А., старший преподаватель

В работе представлена методика определения наличия и места замыкания в стержнях статора турбогенератора. Испытания проводились на экспериментальной установке, состоящей из стержня статора, генератора синусоидального сигнала частотой 20 кГц и напряжением 60 В, двух индукторов и датчика. В качестве основного измеряемого параметра использовалась напряженность магнитного поля. Измерения проводились при наличии замыкания в двух точках.

The paper presents a methodology for determining the presence and location of short circuits in the stator rods of a turbine generator. The tests were carried out on an experimental setup consisting of a stator rod, a sinusoidal signal generator with a frequency of 20 kHz and voltage of 60 V, two inductors and a sensor. The magnetic field strength was used as the main measured quantity. The measurements were carried out in the presence of a short circuit at two points.

Введение

Турбогенераторы являются одними из основных компонентов тепловых и атомных электростанций, поэтому обеспечение их безотказной работы и предотвращение аварийных ситуаций необходимо для надежного функционирования электростанций. Опыт эксплуатации показывает, что значительная доля повреждений в турбогенераторах приходится на различные элементы статора – более 20 % от общего числа нарушений вызвано нарушениями в статоре, из которых около четверти связано с дефектами в стержнях [1]. Большинство

современных исследований в этой области обычно направлены на разработку методов диагностики часто повреждаемых элементов статора во время эксплуатации [2, 3]. Однако другим перспективным направлением является разработка методов обнаружения дефектов стержней статора на этапе производства. Поэтому целью данной работы является определение наличия и места металлических замыканий между элементарными проводниками стержня статора турбогенератора посредством исследования его картины магнитного поля.

Описание экспериментальной установки

Исследование проводилось на стержне статора турбогенератора, состоящем из 64-х элементарных проводников, уложенных в два ряда. Элементарные проводники имеют транспозицию под углом 540 градусов (рис. 1, а). Для измерения напряженности магнитного поля, использовалась установка, схема которой представлена на рис. 1, б.

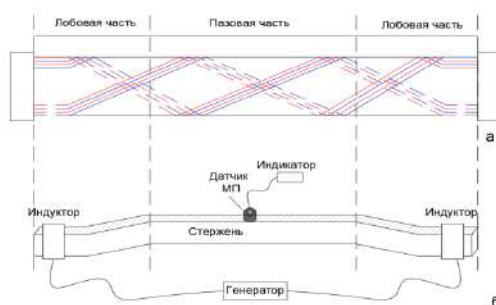


Рис. 1 – Схематичное изображение транспозиции элементарных проводников стержня (а) и измерительной установки (б)

Генератор представляет собой источник синусоидального сигнала, работающий при частоте 20 кГц, с выходным напряжением 60 В. К генератору подключаются два идентичных индуктора. Индукторы представляют собой ферритовые П-образные магнитопроводы, на которые намотаны катушки по 50 витков каждая. Индукторы устанавливаются на лобовые части стержня статорной обмотки турбогенераторов с запаянными с обеих сторон проводниками.

Соседние пары элементарных проводников образуют замкнутые контуры. В нормальном режиме токи, наводимые индукторами в этих контурах, компенсируют друг друга, и в результате в каждом элементарном проводнике протекает только малый ток небаланса, обусловленный неидентичностью параметров катушек. При возникновении замыкания один контур с условно компенсированными

токами превращается в два независимых контура, поэтому наличие замыкания можно обнаружить за счет резкого увеличения напряженности магнитного поля.

Следует отметить важный аспект, в смежных проводниках токи компенсируют друг друга, однако крайние проводники имеют только один смежный проводник, в связи с чем в них протекает значительно больший ток. Напряженность магнитного поля, создаваемого данными токами, значительно выше по сравнению с напряженностью в других проводниках, данное явление в дальнейшем обозначается как «всплеск». Наличие «всплесков» усложняет поиск места замыкания, так как и в том и в другом случае наблюдается повышение напряженности магнитного поля.

Результаты

Измерения проводились с шагом 5 см по всей длине стержня в двух случаях: при наличии и при отсутствии замыкания между элементарными проводниками стержня. Особое внимание уделялось точкам с резким изменением значения напряженности, измерения в этих областях проводились с шагом в 1 см. В обоих случаях измерение значения напряженности проводилось индуктивным датчиком на нижнем и верхнем торцах стержня.

Результаты испытаний приведены на рис. 2. Для облегчения восприятия в положительной части графика представлены значения, снятые с верхнего торца, в отрицательной – с нижнего, при этом следует учитывать, что эти значения являются положительными.

Цифрами 1–7 отмечены найденные максимумы напряженности магнитного поля H . Замыкание установлено между первым и вторым проводником на координате 351 см.

Как видно из рис. 2, *а*, точка замыкания имеет максимум сверху (4) и снизу (1 и 7), которые обусловлены транспозицией. «Всплески» же имеют максимумы и снизу, и сверху, при этом их величина меньше, чем у максимумов при наличии закоротки.

Ситуация сильно усложняется, когда закоротка находится в проводнике, который достигает крайнего положения в местах, где расположены «всплески» (рис. 2, *б*).

Как видно из рис. 2, *б*, максимум в точке замыкания отсутствует, однако максимумы 1 и 4 существенно увеличились, по сравнению с максимумами, соответствующими «всплескам», а также сильно отличаются от противоположных максимумов 2 и 3.

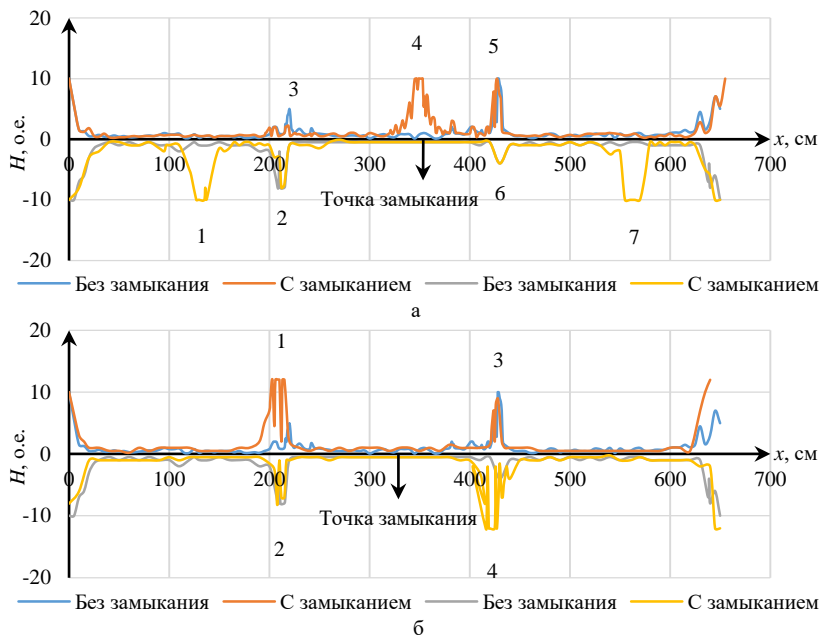


Рис. 2 – Картина магнитного поля для стержня без замыкания и с замыканием в верхнем крайнем элементарном проводнике (а) и находящемся в середине стержня (б)

Выводы

Исследовано влияние наличия короткого замыкания между элементарными проводниками в стержне статора турбогенератора на значение напряженности магнитного поля стержня. Определены характерные признаки для выявления факта наличия (значение напряженности магнитного поля значительно выше по сравнению с другими проводниками), а также места замыкания, которое определяется исходя из схемы транспозиции проводников. При этом картина поля искажается по причине наличия «всплесков», у которых соответствующее значение напряженности магнитного поля сопоставимо с напряженностью в точке замыкания. Это существенно усложняет выявление замыканий, поэтому направлением дальнейшей работы будет исследование отличительных характеристик «всплесков» и замыканий.

Литература:

1. Самородов Ю.Н. Причины и последствия аварий и отказов турбогенераторов // Энергия единой сети. – 2014. – №. 2. – С. 70-80.
2. Гуревич Э.И., Филин А.Г. Температурное поле обмотки статора мощного турбогенератора при локальных нарушениях внутренней системы водяного охлаждения // Электричество. – 2010. – №. 3. – С. 23-29.
3. Третьяк А.В. Температурное состояние стержней турбогенераторов с воздушным охлаждением при номинальном режиме и режиме короткого замыкания // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2013. – №. 6-2. – С. 270-277.
4. Домбровский В.В., Хуторецкий Г.М. Основы проектирования электрических машин переменного тока. – Л.: «Энергия», 1974. – 504 с.

РАЗРАБОТКА СХЕМЫ АВАРИЙНОГО ОГРАНИЧЕНИЯ НАГРУЗКИ ДЛЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТАДЖИКИСТАНА

Б.Ф. Ибрагимов, А.М. Расулов, М.М. Махмадсаидзода
Таджикский технический университет
имени академика М.С. Осими,
Таджикистан, г. Душанбе, ibf-95@mail.ru
Научный руководитель: Гиёев Б.М., к.т.н., доцент

Системные аварии с возникновением большого дефицита активной мощности и глубоким снижением частоты являются наиболее серьезными проблемами для энергосистемы (ЭС). В таких ситуациях может произойти явление, известное как лавина частоты, которая, в свою очередь, приводит к полному отключению дефицитной части ЭС, остановке всех электростанций – развал ЭС. Для предотвращения и ограничения возможных последствий таких аварий используется комплекс автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ). В данной статье представлена разработка цифровой модели для исследования энергосистемы – ЭС Таджикистана, которой используются с целью решения конкретно-поставленной задачи. Основной расчетной моделью для решения этой задачи является модель, разработанная в программной среде DiGSILENT (PowerFactory). Представляется краткое изложение результатов проверки работоспособности системы АОСЧ в модели сети, созданной в среде DiGSILENT (PowerFactory).

System accidents with the occurrence of a large deficit of active power and a deep decrease in frequency are the most serious problems for the power system. In such situations, a phenomenon known as frequency avalanche can occur, which in turn leads to a complete shutdown of the deficient part of the power system, stopping all

power plants and interrupting the supply of energy to consumers. To prevent and limit the possible consequences of such accidents, an automatic frequency reduction limiting (AFRL) complex is used. This article presents the development of digital models for studying power systems, which are used to solve specific problems. The main calculation model for solving these problems is the model developed in the DiGSILENT (PowerFactory) software environment. In this paper, we present a brief summary of the results of testing the functionality of the AFRL system in a network model created in the DiGSILENT environment (PowerFactory).

Инфраструктура ЭС постоянно подвергается расширению, чтобы удовлетворить растущего спроса на нагрузку. Это связано с естественным ростом нагрузки и ожидаемым повышением спроса на электроэнергию. Следовательно, электрические сети будут больше подвержены влиянию во время нарушений и отключений. Нарушениями, испытываемыми сетями электроэнергетической системы, являются неисправности после коммутационных операций, внезапный сброс нагрузки или отключение основных линий электропередачи [1]-[4].

Известно, что при сильном повышении нагрузки и соответственно нарушения баланса активной мощности, частота снижается [5]-[6]. Как правило, схема отключения нагрузки реализуется поэтапно. Эффективность схемы зависит от адаптивного отключения нагрузки.

ЭС Таджикистана, как и другие ЭС состоит из несколько подсистем – северная часть, связана с южной частью одноцепной линией 500 кВ. Тем временем, северная часть страны обладает большим количеством промышленных предприятий. Нормальная работа ЭС Таджикистана обычно составляет 49,8 - 50,2 Гц в системе 50 Гц. При снижении частоты до 49,8 Гц горячий резерв генераторов мобилизуется в течение 2-4 секунд. Если частота продолжает снижаться, традиционно запускается система АОСЧ. Она срабатывает с частотой 48,8 Гц с выдержкой времени 0,3 с. (АЧР–1). Допустимые пределы частоты были определены в нормативно-технических документах по управлению электроэнергетическим режимом ЭС.

При изучении усовершенствованной схемы АЧР для рассматриваемой ЭС необходимо учитывать следующие аспекты:

А. Производительность существующей схемы АЧР: существующую схему АЧР можно улучшить, изменив количество и размер ступеней АЧР, а также механизмы их активации и настройки.

В. Схема, основанная на приоритетах: эффективное использование АЧР в распределительные сети ЭС Таджикистана могут внедрить схему выборочного отключения нагрузки на основе приоритетов.

С. Восстановление нагрузки: после успешной реализации схемы отключения нагрузки частота системы стабилизируется, а затем

восстановится до 50 Гц. При нормальной работе энергосистемы общий дисбаланс мощности можно оценить по общей генерируемой мощности и мощности нагрузки [5]. Если баланс генерации и нагрузки существенно нарушен, то частота системы изменится согласно уравнению качания (1).

$$\frac{2H_i}{f_n} \frac{df_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} = \Delta P_i \quad (1)$$

где f_n - номинальная частота системы, H_i - постоянная инерции, f_i - частота в Гц, P_{mi} - механическая мощность генератора в о.е., P_{ei} - электрическая мощность генератора в о.е., ΔP_i - дефицит мощности в о.е. Путем добавления N уравнений качания общий дисбаланс генерации нагрузки может быть получен из следующего выражения [6]:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^N \Delta P_i = \frac{2 \sum_{i=1}^N H_i df_c}{f_n} \frac{df_i}{dt} = \varepsilon \frac{df_c}{dt} \quad (2)$$

$$f_c = \sum_{i=1}^N H_i f_i / \sum_{i=1}^N H_i, \text{ и } \varepsilon = \frac{2}{f_n} \sum_{i=1}^N H_i \quad (3)$$

где, f_c - частота эквивалентного центра инерции и постоянная ξ могут быть рассчитаны заранее. Уравнение (1) устанавливает приблизительную величину дефицита.

Постоянная инерция в уравнении (1) представляет собой константы инерции всех машин и в системе указаны на базе МВА. Подробная теоретическая формулировка анализа Q-V приведена в [5], и показано, что количество отключаемой нагрузки можно рассчитать, используя следующую эмпирическую формулу:

$$S_i = \sum_{i=1}^N \Delta P_i = \left[\frac{\left(\frac{dV_i}{dQ_i} \right)}{\left[\sum_{i=1}^N \frac{dV_i}{dQ_i} \right]} \right] \Delta P_i \quad (4)$$

Уставки реле и приоритет нагрузки

Данные АЧР, использованные в этой статье, представлены в таблице 1. Объем и количество очередей изменились по сравнению с существующей схемой АЧР. В этой схеме также больше уставок по частоте.

Таблица 1 – Уставки АЧР-1, АЧР-2 и ЧАПВ

Ступень	Fуст1 (Гц) АЧР-1	Td1(с) АЧР-1	Fуст2(Гц) АЧР-2	Td2(с) АЧР-2	Fуст3 (Гц) ЧАПВ	Td3(с) ЧАПВ
1	48.8	0,3	48.8	5	50.2	1
2	48.7	0,3	48.8	10	50.2	2
3	48.6	0.3	48.8	15	50.2	3
4	48.5	0.3	48.8	20	50.2	4
...
21	46.7	0.3	48.8	105	50.2	21

Для проверки математической модели процессов возникновения дефицита активной мощности ΔP_{def} , и оценки работы АОСЧ рассматривается схема энергосистемы северной части ЭС Таджикистана (рис.1), где недостающая мощность передается от объединенной энергосистемы по воздушной линии электропередачи (ВЛ).

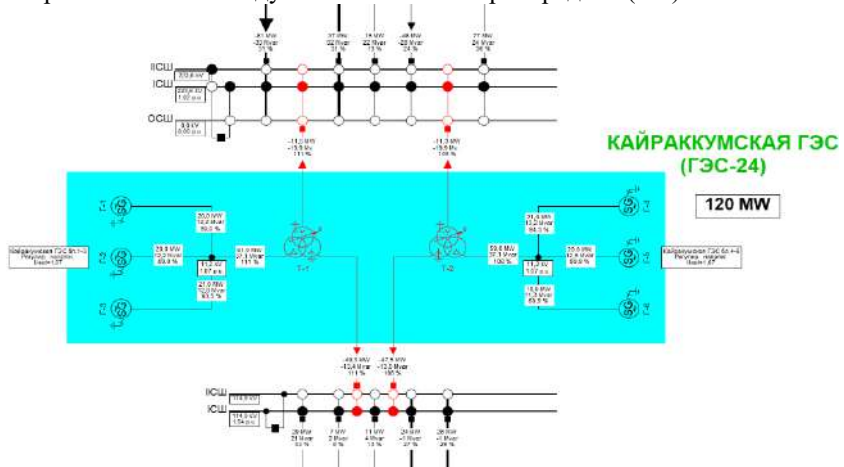


Рис. 1– Фрагмент моделируемой сети рассматриваемого энергорайона в исходном режиме в среде DiGSILENT (PowerFactory)

С целью получения результата в имитационной модели и проверки ее правильности были заданы уставки по частоте и по времени для АЧР в соответствии с нормативами. В экспериментов дефицит задается после 20-й секунды моделирования при успешном запуске генераторов.

В табл. 2 приведены исходные данные, определяющие варианты проведения опытов.

Таблица 2 – Исходные данные опытов моделирования

№ Опытов	P _н , МВт	P _{ст} , МВт	ΔP _{деф}		f _н , Гц	f _к , Гц	f _{АЧР-п} , Гц	Δt _{АЧР} , с
			МВт	%				
1	140	126	14	10	48,8	46,5	48,8	0,3с
2	157,5		31,5	20				
3	180		54	30				

При скачкообразном возникновении дефицита и действии АОСЧ видно, что приводят к отключениям нагрузки, подъему частоты до 50 Гц. После успешного выполнения указанных действий были получены на модели следующие результаты, показанной ниже на рис. 2.

Таким образом был получен положительный эффект в работе АОСЧ с использованием предлагаемой схемы для предотвращения лавины частоты и явления излишнего отключения нагрузки, приводящего к перерегулированию, особенно при больших дефицитах активной мощности и малой постоянной времени энергосистемы.

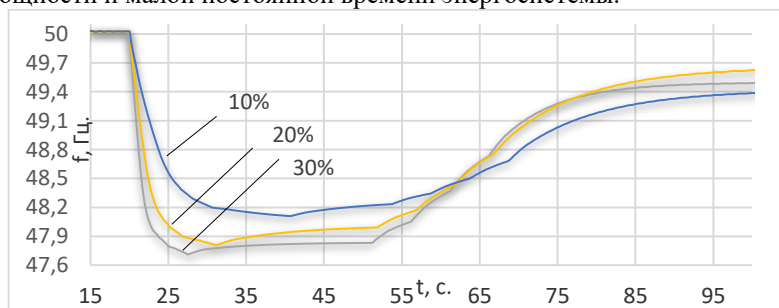


Рис. 2 – Оциллограммы изменения частоты во времени при $\Delta P=10\%$, $\Delta P=20\%$ и $\Delta P=30\%$,

Выводы

В настоящей работе рассмотрена существующая схема АЧР в ЭС Таджикистана. Был предложен схема отключения нагрузки, которая учитывает изменения частоты при аварийном снижении частоты, особенно при потере генерации. Путем динамического моделирования сетей ЭС с несколькими машинами была оценена чувствительность частотной характеристики ЭС к местоположению дефицита и эффектам существующих и предлагаемых схем отключения нагрузки.

Литература:

1. Jan Machowski, Janus W. B., James R. Bumby, *Power System Dynamics*, Jhone Wiley and Sons, 2nd Edition

2. P.M Anderson, A.A. Fouad (2003), *Power System Control and Stability*, IEEE series on Power Engineering, John Wiley and Sons, Second Edition.
3. P. Kundur's, (1994), *Power System Stability and Control*, Electric Power Research Institute-Power System Engineering series, McGraw- Hill.
4. William D. Stevenson Jr., (1982), *Elements of Power System Analysis*, Electrical & Electronic Engineering Series, Mc-Graw-Hill, Fourth Edition.
5. K Mollah, "Under-voltage and Under-frequency Load Shedding Scheme", ME Thesis, University of Auckland, 2010.
6. Joshi, Poonam M., "Load shedding algorithm using voltage and frequency data," Clemson University, Pages 96, AAT1447716, 2007.

СТРУКТУРА МОДЕЛИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ГИБКОЙ ЛОГИКОЙ ДЛЯ СИМУЛЯТОРА УРЗА

Л.Г. Мигунова, А.В. Строчков, Т.А. Мигунова
Самарский государственный технический университет,
г. Самара mitan.tft@gmail.com

Научный руководитель: Мигунова Л.Г., к.т.н., доцент, доцент

Состояние вопроса: Существуют различные способы моделирования устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА), такие как использование стендов на основе программных-логических контроллеров или реальных устройств РЗА, применение комплексов моделирования в реальном времени (КМРВ), а также компьютерное моделирование при помощи специализированного программного обеспечения. Все описанные способы имеют некоторые недостатки и не всегда могут быть применимы в учебном процессе, что обосновывает необходимость создания специализированного программного симулятора релейной защиты, позволяющего моделировать цифровые защиты с гибкой логикой. Материалы и методы: Для расчета параметров использовались метод фазных координат и метод узловых потенциалов, для разработки симулятора использовался язык программирования С#. Результаты: Предложена и реализована архитектура симулятора, включающего в себя модель сети и автоматизированный расчет параметров с применением метода фазных координат, а также модель УРЗА с гибкой логикой.

Background: Various methods of relay protection and automation devices modeling are known, including test stands based on PLC-controllers or actual relay protection devices, real-time digital simulator (RTDS), and modeling using specialized software packages. All of the methods mentioned above have certain associated drawbacks and cannot always be employed for education purposes, which provides the need for a software relay protection simulator that would allow to model

digital relay protection devices with configurable logic. Materials and Methods: Phase coordinates method and node-potential method were used for calculation of fault parameters, simulation software itself was developed using C# language. Results: Simulator architecture was proposed and implemented, said architecture includes a power grid model facilitating an automated calculation of fault parameters and a relay protection model with configurable logic.

В реальных энергосистемах нередко возникают сложности при анализе их работы, это обусловлено тем, что в энергосистемах происходит взаимодействие множества устройств, установленных на различных объектах энергосистемы, поэтому возникает необходимость создания программы-симулятора, обеспечивающей моделирование некоторой части сети и работу устройств релейной защиты и автоматики. Такой симулятор может позволить оценить работоспособность любого алгоритма релейной защиты или автоматики и упростить анализ их работы, в том числе в тех случаях, когда необходимо оценить правильность работы реального устройства.

Ключевой особенностью многих современных устройств релейной защиты и автоматики является возможность конфигурирования так называемой «гибкой логики». Гибкая логика представляет собой редактируемые алгоритмы в виде цепочек логических элементов и функциональных блоков, которые могут быть сформированы при помощи специализированного программного обеспечения. Это позволяет адаптировать устройство под конкретные требования или оперативно устранить выявленные недостатки конфигурации устройства без необходимости его демонтажа и замены [1].

В структуре симулятора можно выделить два уровня. Первым и основным уровнем является модель энергосистемы. Основной задачей модели является расчет параметров режима, определяемых набором оборудования и топологией сети. Расчет целесообразно проводить, совмещая метод фазных координат для составления трехфазной схемы замещения [2] и метода узловых потенциалов для непосредственного расчета параметров, так как метод узловых потенциалов наиболее удобен для реализации в виде программного алгоритма. Вторым уровнем является собственно модель УРЗА. Для корректного моделирования такого алгоритма наиболее адекватным решением представляется формирование модели функции РЗА из отдельных микромоделей логических элементов.

В представленной работе мы предлагаем основные принципы построения модели УРЗА с гибкой логикой, являющейся частью разрабатываемого учебного симулятора релейной защиты.

Данный симулятор представляет собой совмещенную модель сети и модель УРЗА, которые выполняются одновременно с некоторой

дискретностью по времени. Могут одновременно моделироваться несколько виртуальных УРЗА.

В разрабатываемом симуляторе реализована следующая модель УРЗА с гибкой логикой. Каждый экземпляр виртуального УРЗА представляет собой отдельное устройство с набором входных аналоговых (представленных в виде численных значений для каждого конкретного момента времени) и дискретных сигналов, количество которых не ограничено. Выходные сигналы представлены двумя обобщёнными сигналами: сигналом пуска и сигналом срабатывания [1].

Формирование логических цепочек осуществляется на основе задаваемых пользователем строк кода определенного синтаксиса (строк гибкой логики), в котором каждая строка обозначает конкретный элемент логики (рисунок 1). Подобный принцип конфигурирования гибкой логики используется в некоторых современных УРЗА, например, в устройствах производства “General Electric” серии Multilin (GE Multilin C60) [3].

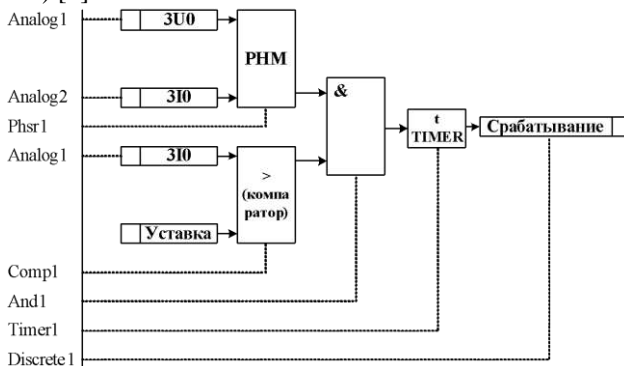


Рис. 1 - Пример формирования логики на основании вводимых данных

Ядром виртуального УРЗА является логическая цепочка, формируемая из набора стандартных элементов. В текущей реализации они включают в себя элементы логических операций, блоки математических операций для аналоговых сигналов, блок выдержки времени на срабатывание или возврат и блока-компаратор. Также предусмотрены блоки – буферы для аналоговых и дискретных сигналов, осуществляющие связку этих сигналов с логикой [1].

С учетом вышеописанных положений был разработан прототип симулятора. Он представлен стандартной программой для персонального компьютера. Программа разработана на языке программирования C# с применением библиотеки MathNet.Numerics [4]. Симулятор позволяет в табличной форме задавать произвольную схему

сети и рассчитывать токи и напряжения при любых видах повреждений. В симуляторе реализована возможность моделировать цифровые защиты с произвольно задаваемой логикой работы. На момент написания данной работы, реализованный функционал позволяет моделировать простые токовые защиты (в том числе МТЗ с пуском по напряжению), а также токовую направленную защиту нулевой последовательности с произвольным количеством ступеней.

Сообщения о работе защит и отключении выключателей выводятся в специальное окно регистратора (журнала событий) по мере их возникновения (рисунок 2).

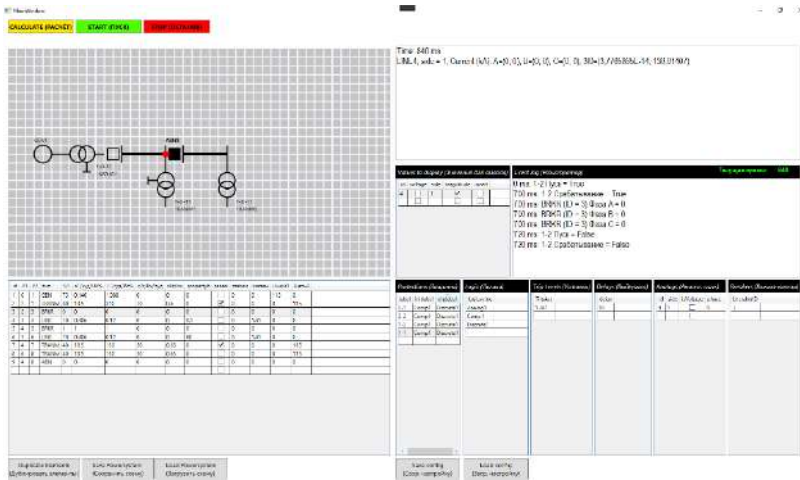


Рис. 2 – Общий вид разработанного симулятора

Литература:

1. Мигунова, Л. Г. Структура модели УРЗА с гибкой логикой в рамках симулятора релейной защиты / Л. Г. Мигунова, А. В. Строчков // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 19–23 апреля 2023 года. Том 1. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2023. – С. 284-287. – EDN VFLIMU.
2. Лосев С.Б., Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1983. 527 с.

3. GE Multilin C60 UR series Instruction Manual [Электронный ресурс]
URL: <https://all-guidesbox.com/manual/1431319/ge-multilin-c60-ur-series-instruction-manual-544.html>

4. Math.NET Numerics // Math.Net [Электронный ресурс]. URL:
<https://numerics.mathdotnet.com>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ НИЗКОЙ ЧАСТОТЫ ДЛЯ НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

И.Д. Николаев

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, lapteva@corp.nstu.ru

Научный руководитель: Лаптев О.И., к.т.н.

Математическое моделирование электромагнитных трансформаторов напряжения (ТН) применяется в частности при исследовании феррорезонансных процессов в этих трансформаторах с целью разработки технических мер по предотвращению повреждений из-за этого явления. Основной характеристикой математической модели электромагнитного ТН является характеристика намагничивания. Это нелинейная зависимость тока в обмотке трансформатора от потокосцепления магнитопровода [1]. Данная зависимость приведена на рис.1.

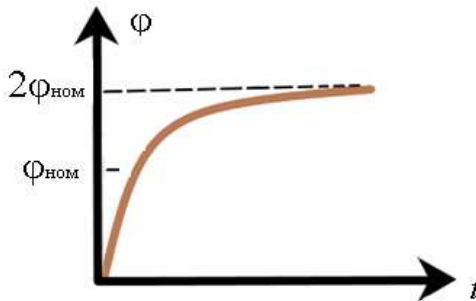


Рисунок 1- Зависимость тока в обмотке от потока сцепления магнитопровода.

Эта характеристика может быть получена экспериментально или рассчитана. Расчет, как правило, содержит большое количество допущений, поэтому расчетная характеристика не всегда соответствует

реальной. Получение характеристики опытным путем содержит иную сложность, а именно: необходимость приведения трансформатора в состояние насыщения. Для этого необходимо чтобы магнитная индукция магнитопровода достигла величины порядка 2 Тл. Номинальная рабочая индукция может быть определена из выражения (1)

$$B_{\text{НОМ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{2\pi n_1 S_C f_{\text{НОМ}}} = \alpha \frac{U_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}}, \quad (1)$$

где: n_1 – число витков обмотки ВН; S_C – поперечное сечение стержня магнитопровода; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение обмотки; $f_{\text{НОМ}}$ – номинальная частота.

Рабочая индукция современных трансформаторов напряжения лежит в диапазоне от 1 до 1,4 Тл. Соответственно, чтобы насытить трансформатор напряжения необходимо приложить к его обмотке 1,5-2 $U_{\text{НОМ}}$ на частоте 50 Гц. Такой эксперимент может представлять опасность для трансформатора, прикладывание удвоенного напряжения номинального сможет привести к его повреждению. Но, если приложить к обмотке напряжение частотой 25 Гц, то трансформатор уйдет в насыщение при напряжении не больше номинального. Соответственно, у нас есть два варианта получения индукции насыщения, либо увеличить в 2 раза напряжение, либо уменьшить в два раза частоту сети (2):

$$2B_{\text{НОМ}} = \alpha \frac{2U_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} = \alpha \frac{U_{\text{НОМ}}}{\frac{f_{\text{НОМ}}}{2}}. \quad (2)$$

Современный уровень развития силовой электроники позволяет без проблем создавать мощные источники переменного напряжения произвольной частоты, и соответственно, выполнять измерения кривой намагничивания по такой методике.

Была разработана и испытана схема для данного эксперимента. Она включает в себя: источника питания, звуковой карты ПК, аудиоусилителя, шунта для измерения тока (сопротивление шунта), силового трансформатора, осциллографа. Данная схема наглядно изображена на рис.2.

В рамках данного исследования было выполнено измерение характеристики намагничивания тестового трансформатора ТП-131-7 (220/12В) со стороны обмотки НН при помощи мощного аудиоусилителя TDA8932 (мощность – 30 Вт). В качестве источника сигнала частотой 25 Гц использовалась звуковая карта компьютера. Результат измерения приведен на рис.3.

Результаты измерения подтвердили возможность измерения характеристики намагничивания при помощи источника низкой частоты. Направление дальнейшей работы – разработка силового

инвертора достаточной мощности для измерения характеристик намагничивания трансформаторов напряжения 6-35 кВ (со стороны обмотки НН).

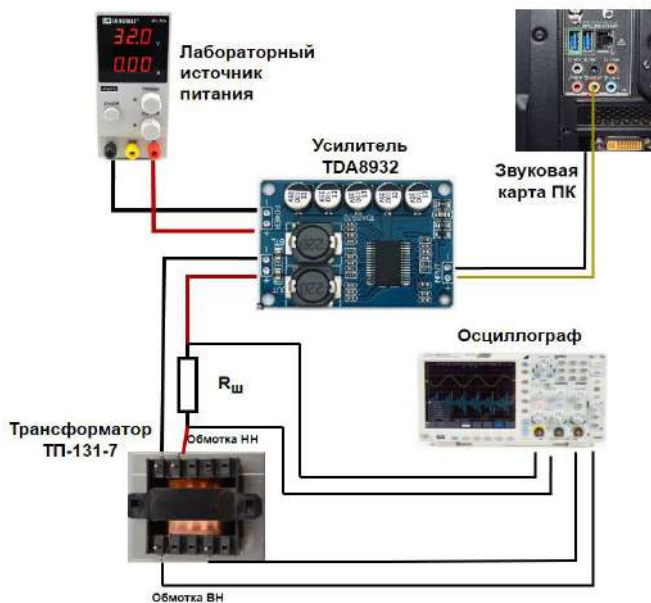


Рисунок 2– Схема испытаний

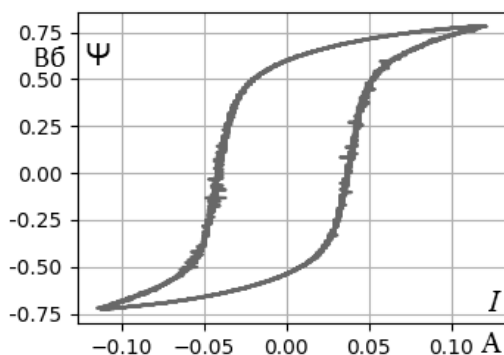


Рисунок 3– Результат измерения кривой намагничивания ТП-131-7

Литература:

1. Поляков В.С. Феррорезонанс в электрических сетях напряжением 6 – 500 кВ. УДК 621.311, 2021.

РАЗРАБОТКА И ИЗГОТОВЛЕНИЕ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАМЫКАНИЙ В СТЕРЖНЯХ СТАТОРНОЙ ОБМОТКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Г.Ю. Петров, С.Е. Емельянова

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, хо-хо-хооо@mail.ru

Научный руководитель: Мюльбаер А.А., старший преподаватель

В ходе данной работы был разработан испытательный комплекс для выявления замыканий в стержнях турбогенераторов, в состав которого входят: генератор переменного напряжения, два идентичных индуктора и искатель мест замыкания с выносным датчиком. Тестируемым образцом для комплекса был стержень от турбогенератора мощностью 200 МВА. Измеряемая величина датчика - напряженность магнитного поля.

In the course of this work, a test complex was developed to detect short circuits in the rods of turbogenerators, which includes: an alternating voltage generator, two identical inductors and a short circuit finder with a remote sensor. The tested sample for the complex was a rod from a 200 MVA turbogenerator. The measured value of the sensor is the magnetic field strength.

Введение

Турбогенератор является одним из основных элементов в производстве электроэнергии. Испытание турбогенераторов это необходимый и важный процесс для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения безотказной работы электростанций. По статистике, при эксплуатации турбогенераторов, около 5% аварийных ситуаций связаны с дефектами в стержнях [1]. Большая часть современных исследований сосредоточена на разработке методов диагностики часто повреждаемых элементов статора во время эксплуатации. Однако, такой дефект, как металлическое замыкание между элементарными проводниками стержня, способен возникать еще на этапе производства, и оставаться незамеченным вплоть до введения генератора в эксплуатацию.

Цель данной работы состоит в разработке и изготовлении испытательного комплекса для поиска дефектов в местах транспозиции элементарных проводников стержней турбогенераторов.

Описание испытательного комплекса

Для поиска мест замыканий используется индукционный метод, смысл которого будет заключаться в создании двух встречных ЭДС в каждом из контуров, при этом в местах замыкания будут наводиться характерные токи, которые можно отследить при помощи датчика магнитного поля.

В комплект устройства (рисунок 1) входят: генератор переменного напряжения (2), два идентичных индуктора (5), подключаемых к генератору, и искатель мест замыкания (4) с выносным датчиком (3).

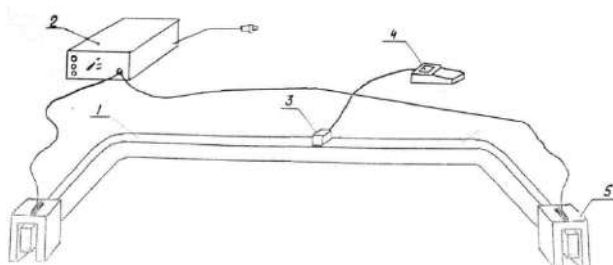


Рис. 1 – Общий вид комплекса

Генератор

Генератор представляет собой источник синусоидального напряжения в 60 В. Опытным путем частота генератора выбрана 20 кГц. Данная частота позволила увеличить чувствительность датчика и снизить массогабаритные показатели индукторов.

Индукторы

Материал индукторов – феррит. Магнитопровод индуктора имеет П-образную форму и изготовлен из 3 отдельных стержней, установленных с минимальным зазором. На центральный стержень равномерно намотано 50 витков проволоки. Феррит помещен в фрезерованную оболочку из немагнитного материала – капролона (рисунок 2).

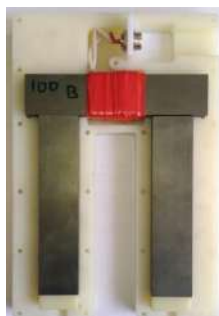


Рис. 2 – Внутреннее устройство индуктора

Данный вид пластика ударостоек и достаточно прочен. Для уменьшения вероятности повреждения разъёма, разъём утоплен внутри корпуса.

Использование феррита и капролона для индукторов позволило значительно снизить вес, а вынос разъёма во внутреннюю полость корпуса – уменьшить вероятность повреждения кабеля возле разъёма.

Искатель мест замыкания

Искатель мест замыкания имеет батарейное питание и независим от генератора, что создает удобство при перемещении вокруг испытываемого изделия. Схемотехнически искатель представляет из себя простейший усилитель по схеме Дарлингтона, сигнал снимается с помощью индуктивного датчика – незамкнутого Ш-образного магнитопровода, на центральный стержень которого намотано несколько десятков витков провода.

Принцип работы индуктивного датчика

Индуктивный датчик связан с корпусом искателя мест замыканий экранированным проводом. Датчик имеет ферритовый сердечник Ш-образной формы, на центральном стержне которого намотана катушка. К катушке подключен амперметр, который реагирует на наведенный в ней ток.

При отсутствии замыканий в стержне, токи от индукторов создают магнитные потоки в сердечнике, которые компенсируют друг друга по правилу суперпозиции (рисунок 3, а), поэтому токов в катушке, намотанном на центральный стержень нет. Таким образом, при отсутствии дефекта, искатель мест замыканий не реагирует на индуцированные в стержне токи.

При наличии замыкания между элементарными проводниками, циркуляционные токи, наводимые разностью э.д.с., создают усиливающие друг друга магнитные потоки (рисунок 4, б), под действием которых в катушке датчика возникает э.д.с. и сопутствующий ток, на который реагирует искатель мест замыкания.

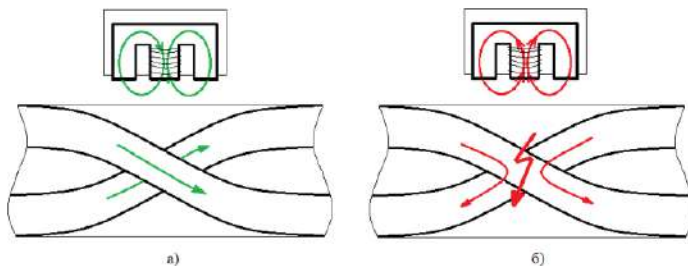


Рис. 3 – Принцип работы индуктивного датчика

Работа устройства

Для работы комплекса индукторы устанавливаются на лобовые части стержня статорной обмотки турбогенератора с запаянными или замкнутыми на время проведения испытаний с обеих сторон проводниками. Индукторы необходимо установить в определенном положении, соответствующем согласному включению, после чего включить испытательный генератор. Затем, проходя вдоль стержня индуктивным датчиком, оператор наблюдает изменение положения стрелки на стрелочном индикаторе.

При наличии замыкания между проводниками стержня образуется замкнутый контур, по которому будет протекать индуцированный ток, наличие которого можно зафиксировать с помощью искателей мест замыканий с выносным датчиком. Таким образом, в случае повреждения изоляции будут наблюдаться значительные и резкие изменения положения стрелки индикатора на искателе мест замыкания.

Заключение

При выполнении данной работы был разработан испытательный комплекс контроля изоляции стержней статора турбогенераторов, показавший себя достаточно эффективно в лабораторных испытаниях.

Литература:

1. Самородов Ю.Н. Причины и последствия аварий и отказов турбогенераторов // Энергия единой сети. – 2014. – №. 2. – С. 70-80.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ АВАРИЙНОГО РЕЖИМА ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ УСТРОЙСТВ АЛАР

К.Д. Сеймов, А.А. Осинцев

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, simbad9984@gmail.com

Научный руководитель: Осинцев А. А, к.т.н., доцент

В данной статье будет рассмотрена автоматика ликвидации асинхронного режима дистанционного принципа действия. Цель данного исследования заключается в оптимизации программы подбора параметров аварийного режима для проверки АЛАР и разработка алгоритма адаптации параметров аварийного режима. Особое внимание уделено получению достоверных годографов аварийного режима.

In this article the automatics of liquidation of asynchronous mode of remote principle of action will be considered. The purpose of this study is to optimise the emergency mode parameter selection programme for ALAR testing and to develop an algorithm for adapting the emergency mode parameters. Particular attention is paid to obtaining reliable emergency mode hodographs.

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) является одним из наиболее ответственных видов противоаварийной автоматики (ПА), призванной не допустить развитие аварийной ситуации, вызванной нарушением устойчивой работы энергосистемы. Принципиально АЛАР может быть построена на разных принципах действия: токовая, дистанционная и угловая АЛАР. Также актуальность данной темы заключается в том, что подбор параметров аварийного режима является трудоёмким и время затратным процессом.

В данной работе была рассмотрена программа подбора параметров аварийного режима для испытания дистанционного АЛАР. В качестве расчётной модели энергосистемы была взята простейшая модель, состоящая из нескольких эквивалентных ЭДС их сопротивлений и сопротивления линии, которая их соединяет [1].



Рисунок 1 - Расчётная модель энергосистемы:

$\underline{E}_1, \underline{E}_2$ – векторы ЭДС эквивалентных систем С1 и С2 соответственно;

$\underline{Z}_1, \underline{Z}_L, \underline{Z}_2$ – векторы сопротивлений систем С1, С2 и линии соответственно;

Р – место установки РЗ (ПА).

Ток асинхронного режима рассчитывался по формуле (1.1):

$$I = \left(\frac{(E_1 \angle \varphi_{E_1} - \angle \{ \varphi_{E_2} + 2\pi(t/T_{AX})(1 - \exp(-t/\tau_{AX})) \})}{(Z_S \angle \varphi_S + Z_L \angle \varphi_L + Z_Q \angle \varphi_Q)} \right) \angle \arg \varphi_1, \quad (1.1)$$

где $I, \arg \varphi_1$ – значение тока асинхронного хода и его угол, в месте установки защиты; $Z_S, \varphi_S, Z_L, \varphi_L, Z_Q, \varphi_Q$ – значения сопротивлений и углов системы «за спиной», защищаемой одиночной линией, также системы на противоположном конце линии соответственно; T_{AX} – период асинхронного хода, вводится в поле с соответствующим названием; τ_{AX} – τ входа в асинхронный ход, задается оператором проводящим испытания.

Для определения достоверности годографа с параметрами, подобранными в программе, были получены годографы, путём

осциллографирования. То есть загрузив параметры аварийного режима и органов АЛАР в программно–технический комплекс РЕТОМ-51.

Для распознавания асинхронного режима устройство использует органы выявления асинхронного режима (ОВАР), с помощью которых анализируются характеристики годографа (траектории) вектора [2]:

$$\dot{Z}_p = \dot{U}_p / \dot{I}_p, \quad (1.2)$$

где \dot{U}_p и \dot{I}_p – комплексные значения напряжения и тока, измеряемые в контролируемом сечении в месте установки устройства.

Данный программный продукт был написан на языке Matlab с использованием GUI, для облегчения взаимодействия пользователя с программой.

В работе были поставлены задачи:

1. Доработка программы с целью повышения автоматизации;
2. Получение модели годографа замера вектора сопротивления;
3. Получение реального годографа опытным путём по параметрам модели;
4. Сравнение полученных с помощью моделирования и записанных с помощью осциллографа годографов.

Также в данной работе были использованы допущения, такие как:

1. Сопротивление линии $Z_{л} = 0$;
2. Аргументы векторов сопротивлений систем Z_1, Z_2 равны углу максимальной чувствительности исследуемой характеристики дистанционного органа (ДО);
3. $\varphi_p = \varphi_{м.ч}$.

Все задачи, поставленные в рамках данной работы, были достигнуты и в результате был получен алгоритм адаптации параметров аварийного режима для проверки АЛАР. Полученные годографы аварийного режима не полностью отображали действительность, так как во время исследования было обнаружено, что некоторые упрощения прекращают работать при смещении центра трапеции органов выявления асинхронного режима от начала координат. Так как программа Matlab является языком коммерческого использования, то для передачи данных наработки персоналу, эксплуатирующему оборудование с функциями устройства АЛАР, необходимо перевести данное программное обеспечение в среду свободного использования. Программа будет перенесена на язык программирования C++, в силу большего быстродействия и возможности интеграции программы, на данном языке программирования, в программно-технический комплекс РЕТОМ. Упор будет сделан на автоматизацию подбора параметров аварийного режима для проверки АЛАР.

Литература:

1.Фролова Е.И. Проблема выбора уставок дистанционной защиты кабельных линий / Е.И. Фролова // Сборник научных трудов Новосибирского государственного технического университета. - 2011. – № 1. – С. 113-118.

2. Гоник, Я. Е. Автоматика ликвидации асинхронного режима / Я. Е. Гоник, Е.С.Иглицкий. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 112 с.: ил. - Текст: непосредственный.

СРАВНЕНИЕ ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЕТА И АНАЛИЗА РЕЖИМОВ СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

А.С. Сидоров

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, Sidorov_And@mail.ru

Научный руководитель: Белоглазов А.В., к.т.н.

Современный подход к анализу режима работы электрической сети включает в себя ряд задач, которые требуют привлечения различных программно-вычислительных комплексов (ПВК). В данной статье рассмотрены наиболее популярные ПВК, используемые в электроэнергетике.

The modern approach to the analysis of the operating mode of the electrical network includes a set of tasks that require the involvement of software and computer systems of various directions. This article discusses the most popular software and computer systems used in the electric power industry.

Электроэнергетические системы регионов и городов непрерывно расширяются. Возникают новые технологические присоединения, источники генерации и высоковольтные линии, что создает определенные сложности для исследования режимов работы подобных систем. К примеру, модель автокластерной сети [1] (Рисунок 1), предложенная в рамках программы «Цифровой РЭС», имеет кольцевую конфигурацию взамен существующих ранее радиальных линий, что создает необходимость более взвешенного выбора расчетных сечений.

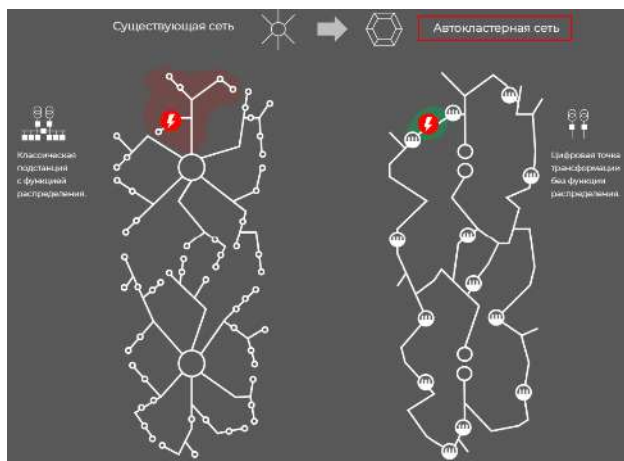


Рис.1 – автокластерная сеть оптимальной топологии

Для качественного анализа режима работы электроэнергетической системы (ЭЭС) с целью дальнейшего расчета уставок релейной защиты и автоматики (РЗА) требуется выбрать программно-вычислительный комплекс (ПВК), который позволял бы решать следующие задачи: расчет установившегося режима; оптимизация установившегося режима (изменение отпаяк устройств регулирования под нагрузкой (РПН) и вольтдобавочных трансформаторов (ВДТ), перетоков реактивной мощности, утяжеление режима); расчет переходных процессов; анализ статической и динамической устойчивости; анализ повреждений (расчет токов короткого замыкания (ТКЗ)).

Большинство существующих ПВК специализируются на отдельных задачах из приведенного выше списка. Это связано с недостаточными вычислительными мощностями персональных компьютеров для охвата обширной области задач и необходимостью создания удобного, понятного и детально проработанного интерфейса для пользователя. Однако современные проекты требуют привлечения всех существующих ресурсов, и развитие компьютерных технологий позволяет это сделать. Рассмотрим наиболее популярные ПВК, предназначенные для расчетов различных параметров электроэнергетических режимов.

1. ПВК **RastrWin (ОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург, Россия)** специализируется на задачах расчета установившихся режимов (УР) электрических сетей (ЭС), их анализа и оптимизации. Новый модуль RastrKZ в версии RastrWin 3

позволяет проводить расчеты ТКЗ, шунтов, а также учитывать взаимоиндукцию линий [2].

2. Экосистема ETAP (**ETAP - Operation Technology, Inc. г. Ирвин, США**) включает в себя возможности моделирования, анализа, оптимизации, мониторинга и диспетчеризации ЭЭС. ПВК позволяет моделировать систему с неограниченным количеством присоединений в виде однолинейной схемы, при использовании огромного количества встроенных библиотек. Главным преимуществом программы является комплексный подход к решению задач в ЭЭС [3].

3. АРМ СРЗА (**ПК "БРИЗ" г. Новосибирск, Россия**) позволяет выполнять расчеты в ЭС с неограниченным объемом узлов, включая расчеты уставок РЗА, а также преобразовывать графическое изображение исследуемой сети в формат программ CoreIDRAW и AutoCAD. ПВК находится в промышленной эксплуатации в качестве основного программного средства в Системном операторе Единой энергетической системы (СО ЭЭС), а также в зарубежных энергетических компаниях [2, 4].

4. АНАРЭС-2000 (**Институт диспетчерского управления ЭС, г. Новосибирск совместно с Институтом систем энергетики СО РАН, г.Иркутск, Россия**) [2] – это многофункциональный комплекс, позволяющий решать большой объем технологических задач, таких как: расчет УР, оптимизация режима и его утяжеление, расчет ТКЗ, расчет электромеханических переходных процессов для анализа динамической устойчивости. ПВК обладает мощными средствами выявления ошибок в исходных данных и имеет возможность их оперативной корректировки.

5. **Energy CS (CSoft Development, г. Москва, Россия)** решает три основные задачи электроэнергетики: расчет и анализ УР, расчет ТКЗ и замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, расчет и анализ потерь электроэнергии. ПВК имеет возможность разбиения сложной схемы на подсистемы для удобства дальнейших расчетов без потери связи между ними [2].

6. **PSS®E (Power Technologies, США)** – это комплексное интерактивное ПО, предназначенное для решения большинства электросетевых задач: расчет УР и динамической устойчивости, эквивалентирование сети, оптимальное распределение мощности, расчеты симметричных и несимметричных ТКЗ и прочее. К преимуществам программы можно отнести возможность моделирования несимметричного режима для приближения модели к реальному объекту и функцию отображения электрической сети на географической карте с помощью данных Google Earth™ [2].

7. Цифровая программа моделирования и расчета ЭС **DigSILENT PowerFactory (DIgSILENT GmbH, Германия)** является серьезным инженерным инструментом, позволяющим решать задачи планирования и оптимизации режимов. В базовые функции ПВК входит: расчет и анализ симметричных и несимметричных УР, ТКЗ, оптимизация, моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов, моделирование и координация систем РЗА, расчет и анализ надежности и прочее. ПВК имеет возможность моделирования регуляторов станции и централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ), а также обладает встроенными средствами программирования [2, 5].

8. Основным назначением программы **EUROSTAG (научно-технический центр TRACTEBEL в Бельгии совместно с системным оператором RTE во Франции)** является расчет электромеханических переходных процессов в энергосистеме, однако существует и возможность расчета УР. Большой спектр решаемых задач, к числу которых относится анализ статической и динамической устойчивости для настройки устройств противоаварийного управления, обуславливает высокую популярность данного ПВК [2].

9. **PSCAD (научно-исследовательский центр Manitoba HVDC Research Centre, г. Виннипег, Канада)** – это программный продукт, предназначенный для проектирования и исследования электрической сети и ее элементов в отдельности с возможностью симулирования работы системы и анализа результатов [6].

10. ПВК **Mustang (ВДЦ Балтии, Латвия)** [7] предназначен для расчета переходных электромеханических процессов и установившихся режимов в электрических сетях с возможностью утяжеления режима.

В результате сравнительного анализа была сформирована таблица (Таблица 1), сопоставляющая ПВК по наиболее важным критериям для исследования режимов сложных электроэнергетических систем.

Анализ функциональных возможностей рассматриваемых программ позволяет сделать вывод, что наиболее подходящими ПВК для качественного анализа режима работы электроэнергетической системы с целью дальнейшего расчета уставок релейной защиты являются ПВК ETAP и DigSILENT PowerFactory, поскольку с их помощью можно решить все основные задачи. Тем не менее, русскоязычный ПВК АРМ СРЗА остается удобным инструментом для расчетов ТКЗ и уставок релейной защиты.

Таблица 1 – Функциональные возможности исследуемых ПВК

Функция	RastrWin	ETAP	APM CP3A	АНАРС-2000	Energy CS	PSS®E	DigSILENT	EUROSTAG	PSCAD	Mustang
Расчет УР	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Расчет ЭМех ПП*	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Расчет ЭМаг ПП**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчет ТКЗ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Учет несимметрии	-	+	+	-	-	+	+	+	+	-
Частотный анализ	+	+	-	-	-	-	+	+	+	-
Оптимизация режима	+	+	-	+	+	+	+	-	-	+
Эквивалентирование схемы	+	-	+	-	+	+	-	-	-	+
Стандартные модели РЗиА	-	+	+	+	-	+	+	+	+	-
База элементов ЭС	-	+	-	+	+	-	-	-	+	-
Утяжеление режима	+	-	-	+	+	-	+	-	-	+
Создание пользовательских моделей	+	-	-	-	-	+	+	+	+	-
Графическое отображение схемы	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Переменный шаг интегрирования	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
Ограничения по размерности мат. модели	-	-	-	-	+	+	-	+	-	-
Русскоязычная лицензия	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+

* - электромеханические переходные процессы; ** - электромагнитные переходные процессы.

Литература:

1. Цифровой РЭС [Электронный ресурс] – URL: https://nppe.ru/digital_res (дата обращения 15.10.2023).

2. Казакул А.А. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост. Казакул А.А. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. Гордеева Т. А., Жегина И. П. Анализ изломов при оценке надежности материалов. – М.: «Машиностроение», 1978. – 200 с.

3. ETAP Overview Russian [Электронный ресурс] – URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2013/07/22/ETAP_Overview_Russian.pdf (дата обращения 17.10.2023).

4. APM CP3A [Электронный ресурс] – URL: <https://pk-briz.ru/> (дата обращения 20.10.2023).

5. Устюжанина, А. С. Сравнительный анализ систем цифрового моделирования для систем электроснабжения / А. С. Устюжанина //

Россия молодая : Сборник материалов XIII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Кемерово, 20–23 апреля 2021 года / Редколлегия: К.С. Костиков (отв. ред.) [и др.]. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2021. – С. 21009.1-21009.7.

6. Программный комплекс PSCAD для моделирования элементов электроэнергетических систем [Электронный ресурс] – URL: https://www.nntu.ru/frontend/web/ngtu/files/org_structura/instit_fakul_kaf_s hkoly/ips/novye_vozmozhnosti_dlya_kazhdogo/cifrovye_el-energ_sistemy/progr_kompleks_pscad_dlya_modelir_elem_elen_sistem.pdf (дата обращения 27.10.2023).

7. Непша, Ф. С. Сравнение функциональных возможностей существующих программных средств расчета и анализа электрических режимов / Ф. С. Непша, Г. В. Отдельнова, О. А. Савинкина // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2013. – № 2(96). – С. 116-118.

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОВЕСА

А.О. Халиман

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, anastasia.khaliman@mail.ru
Научный руководитель: Целебровский Ю.В., д.т.н., профессор**

Получено расчетное выражение для альтернативного средства снижения числа грозových отключений ВЛ – противовеса, как шунтирующего заземлителя. На основе созданной модели проведен многофакторный вычислительный эксперимент, по результатам которого получен первый вариант уравнения множественной регрессии. Предполагается разработать практические рекомендации по использованию противовесов при проектировании и эксплуатации воздушных линий.

A calculation expression has been obtained for an alternative means of reducing the number of lightning outages of overhead lines - a counterpoise, as a shunt grounding device. Based on the created model, a multifactor computational experiment was carried out, based on the results of which the first version of the multiple regression equation was obtained. It is expected to develop practical recommendations for the use of counterpoises in the design and operation of overhead lines.

Грозовые поражения воздушных линий электропередачи (ВЛ) существенно снижают надежность энергосистемы, приводят к

недопустимым режимам работы сети. Показателем качественного функционирования молниезащитного оборудования является удельное число грозových отключений, приходящихся на 100 км линии в год. При этом стоит отметить, что это число напрямую зависит от грозовой активности, поэтому при анализе грозопоражаемости следует обращать внимание на сводку по отключениям за длительный период, включающий года, которые можно сопоставить по числу грозových часов [1].

В рамках повышения грозоупорности линий электропередачи реализуются следующие мероприятия:

- Установка и замена грозозащитных тросов

Как показывает опыт эксплуатации, наличие грозозащитных тросов не исключает возможности появления грозových отключений ВЛ.

- Ремонт/усиление заземляющих устройств

Согласно РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 -1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений» [2] для повышения грозоупорности воздушной линии электропередачи необходимо обеспечить требуемый уровень значения сопротивления заземления опор для исключения обратных перекрытий линейной изоляции.

Как один из вариантов конструкции заземляющего устройства опоры ранее рассматривался противовес. Одной из причин повышенной грозоупорности линий электропередачи с противовесами является относительно низкое значение импульсного сопротивления протяженного заземлителя [3]. Однако, прокладка противовесов между пролетами ВЛ в руководящих указаниях [2], признана экономически невыгодной, так как можно разработать заземляющее устройство с такими же характеристиками, но с меньшими денежными вложениями. В настоящее время противовесы не полностью прекратили свое существование, они применяются на ВЛ, но с другой целью. Так, Правила устройства электроустановок [4] содержат пункт 4.2.156, в котором написано: «Если выполнение заземлителей с требуемыми сопротивлениями оказывается невозможным, должны быть применены заземлители-противовесы». Этим обеспечивается защита оборудования подстанции от набегающих волн.

- Защитные аппараты
 - Разрядники
 - Ограничители перенапряжений нелинейные
- Применение дифференцированной изоляции на двухцепных ВЛ

Согласно ПУЭ п.2.5.128 для повышения грозоупорности двухцепной воздушной линии электропередачи и снижения числа двухцепных грозовых перекрытий допускается усиление изоляции одной из цепей на 20-30% по сравнению с изоляцией другой цепи.

В литературе [5] показано, что, несмотря на существующий перечень защитных мероприятий, не всегда является возможным снизить количество грозовых отключений ВЛ до допустимого значения.

Противовес – молниезащитное устройство, прокладываемое в грунте вдоль трассы ВЛ и соединяемое с каждой опорой.

Для проведения многофакторного вычислительного эксперимента была использована модель [6] (Рисунок 1), позволяющая рассчитывать токи, протекающие в грунте и в заземлителях. Созданное электрическое поле в области смоделированной геофизической неоднородности, соответствовало полю горизонтальных токов в грунте, возникающему при движении грозового облака. В качестве модели противовеса использовался медный провод.

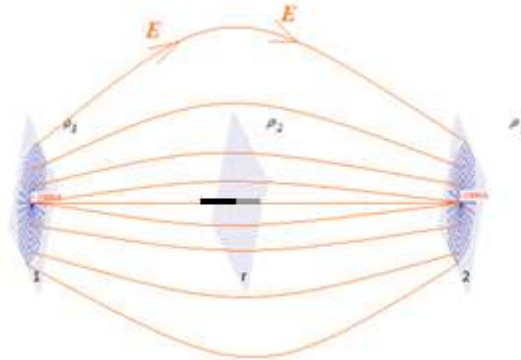


Рис. 1 - Расчетная модель, 1 и 2 – сетчатые заземлители (источники тока), г – вертикальная граница раздела двух сред, ρ_1 - удельное сопротивление левой области грунта с низким сопротивлением, ρ_2 - удельное сопротивление правой области грунта с высоким сопротивлением, ($\rho_1 < \rho_2$), ρ_3 - наиболее высокое удельное сопротивление внешней области грунта ($\rho_3 \gg \rho_2$)

Наибольшая эффективность противовеса (упреждающего средства грозозащиты) наблюдается при собирании им максимально возможного тока из грунта, чем обеспечивается снижение плотности заряда в грунте и, соответственно, напряженности электрического поля на границе раздела. Следовательно, параметром оптимизации в рамках поставленной задачи является значение тока, протекающего по противовесу (продольного тока), для которого ищется функция отклика. В Таблице 1 представлен план многофакторного эксперимента:

Таблица 1 – План многофакторного вычислительного эксперимента

Название фактора	ρ_1/ρ_2 , о.е.	ρ_1 , Ом·м	l_1/l_2 , о.е.	l_1 , м	$d_{\text{противовеса}}$, мм
Пределы изменений значения фактора	0,02 -0,5	20 -100	0,1 - 1	5-15	10 - 30
Значения фактора в соответствии с числом уровней «р»	0,02 0,26 0,5	20 60 100	0,1 0,55 1	5 10 15	10 20 30

Длина противовеса варьировалась таким образом, чтобы обеспечить максимально допустимый отступ от источников тока (в 9 и более раз относительно его длины) во избежание проявления концевого эффекта.

В результате анализа выходных данных вычислительного эксперимента, было выведено линейное уравнение (1) многофакторной регрессии, зависимости функции отклика от факторов, упомянутых в таблице 1.

$$I = 0.757 + 2.269 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2} - 0.006 \cdot \rho_1 + 2.335 \frac{l_1}{l_2} + 0.152l_1 + 0.011d_{\text{противовеса}} \quad (1)$$

Коэффициент детерминации полученного уравнения (1), который показывает долю объясненной вариации зависимой переменной (максимального значения тока, протекающего в противовесе) относительно своего среднего, равен $R^2=0,79$. По коэффициентам, стоящим перед факторами заметно, что значение максимального продольного тока в большей степени зависит от соотношений удельных электрических сопротивлений грунтов и длин участков противовеса в грунтах с ρ_3 и ρ_2 .

Результаты корреляционного анализа данных, проведенного с целью определения степени влияния и значимости рассматриваемых параметров, представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Результаты корреляционного анализа

Параметр	$\frac{\rho_1}{\rho_2}$	ρ_1	$\frac{l_1}{l_2}$	l_1	$d_{\text{противовеса}}$
Влияние	0,339	-0,155	-0,654	0,473	0,0654

Знаки «+» и «-» означают, что при увеличении (уменьшении) значения параметра на 1 единицу функция увеличивает (уменьшает) свое значение в указанное количество раз. Таким образом, наибольшее влияние на значение собираемого из грунта тока оказывают соотношение удельных электрических сопротивлений, соотношение длин частей противовеса, находящихся в грунте с большой и малой проводимостью и абсолютные значения параметров, входящих в эти соотношения.

В дальнейшем планируется усовершенствовать уравнение регрессии до требуемого уровня ($R^2=0,95$) методом применения математических операций к массиву значений переменных, входящих в уравнение. На основе этого предполагается разработать практические рекомендации по использованию противовесов при проектировании и эксплуатации ВЛ.

Литература:

1. Богач, И. И. Грозоупорность линий электропередачи высокого напряжения. Проблемы и пути решения в АО "Тюменьэнерго" / И. И. Богач, В. В. Лопатин // Энергетик. – 2019. – № 4. – С. 17-21.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений: РД 153-34.3-35.125-99.- Изд.: ПЭИПК
3. Анненков В.З. Исследование протяженных заземлителей грозозащиты линий электропередачи в плохо проводящих грунтах: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук/ В.З. Анненков; Московский ордена Ленина Энергетический институт, 1974. - 28 с.
4. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие раз-делы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2020. – 462 с., ил. – (Кодексы. Законы. Нормы)
5. Маматов, Н. Ж. Повышение грозоупорности воздушных линий электропередачи путем использования грозозащитного троса встроенным оптическим каналом / Н. Ж. Маматов, И. М. Бахышев // Известия Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова. – 2017. – № 4(44). – С. 403-409.
6. Халиман А. О. Молниезащитный шунт / А. О. Халиман ; науч. рук. Ю. В. Целебровский. - Текст : непосредственный // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. 16 Всерос. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 5–8 дек. 2022 г. : в 11 ч. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2022. – Ч. 4. – С. 120–123.

Секция МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ
И В ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОЕНИИ

**ЭНЕРГОЗАТРАТЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И СОДЕРЖАНИИ
АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ КАК ЧАСТИ ИНФРАСТРУКТУРЫ**

А.С. Бирюкова, А.В. Кравченко
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, kavесо@yandex.ru
Научный руководитель: Кравченко А.В., к.т.н., доцент

Объекта исследования данной работы - строительство и содержание автомобильных дорог как части инфраструктуры, предмет - энергозатраты при строительстве и содержании автомобильных дорог как части инфраструктуры.

The object of research of this work is the construction and maintenance of highways as part of the infrastructure, the subject is energy consumption during the construction and maintenance of highways as part of the infrastructure.

В данной работе был проведен анализ энергетического комплекса РФ, его значения в формировании инфраструктуры. Далее приведен расчёт энергозатрат при производстве дизельного топлива и бензина. Выявлена зависимость между топливно-энергетическим комплексом и содержанием автомобильных дорог как части производственной инфраструктуры

Инфраструктура - совокупность отраслей, служб, предприятий, необходимых для нормального функционирования экономики и обеспечения благоприятной повседневной жизни населения и функционирования производства.

Развитие инфраструктурных отраслей способствует достижению высоких темпов экономического роста и обеспечению его устойчивости в долгосрочной перспективе, определяет глобальную конкурентоспособность страны в мировой экономике.

Инфраструктуру разделяют по сфере действия: производственная и социальная.

Назначение производственной инфраструктуры - обслуживание основного производства, транспорт и транспортные коммуникации энергетические коммуникации; информационные коммуникации; водоснабжение и канализация для нужд производства; назначение

социальной инфраструктуры предназначены для обеспечения жизнедеятельности человека.

К ним относятся: жилье; внешнее благоустройство; объекты обслуживания ЖКХ ; медицинские организации; транспорт — одна из важнейших отраслей общественного материального производства, осуществляющая перемещение людей и грузов. Программа развития транспортной системы должна ориентироваться не только на удовлетворение текущего спроса и потребностей ТЭК, но и на создание качественно новых инфраструктурных возможностей для развития минерально-сырьевой базы и укрепления позиций России на мировом энергетическом рынке

Топливо Энергетический комплекс непосредственно связан со всей промышленностью страны, влияет на эффективность функционирования большинства предприятий транспортной отрасли, развитие ТЭК во многом определяет позиции России и ее конкурентоспособность на мировом энергетическом рынке.

Сегодня самой болезненной и острой проблемой, сдерживающей развитие не только транспортного комплекса, но и всей экономики страны, является неприемлемо низкий уровень финансирования инфраструктур.



Рис. 1 – Схема системы производств в дорожном строительстве и транспортных услугах

Схема системы производств в дорожном строительстве приведена на рисунке 1. Она включает в себя добычу сырья, производство строительных материалов и полуфабрикатов, собственно строительство (прокладка трассы, отсыпка полотна, возведение сооружений, укладка основания, нанесение покрытия), а также содержание и ремонт дороги [1].

Прямая топливная энергия строительства бетонных оснований превосходит соответствующую энергию для щебеночного или обработанного битумной эмульсией основания: энергия производства

цемента значительно увеличивает общую энергию для всех категорий оснований.

«Из энергии, необходимой для приготовления и укладки асфальтобетонной смеси, на получение смеси на АБЗ в условиях России расходуется 38 %, транспортирование смеси к месту строительства (на расстояние 20 км) — 59,5 %, укладку и уплотнение — 2,5 %» [3].

Показатели потребления топлива по видам работ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Показатели потребления топлива при строительстве АД

Вид работ	Расход	
	дизельного топлива	бензина
Земляные работы, л/м ³ :		
грунт	1,34 ... 1,49	0,54 ... 1,04
камень	1,83 ... 2,08	0,84 ... 1,09
другие породы	1,63 ... 1,88	0,74 ... 0,89
Получение заполнителей, л/т:		
на месте	0,95 ... 1,36	0,30 ... 0,42
на базе с перевозкой на расстояние, км:		
0 ... 16	0,91 ... 1,25	0,83 ... 1,06
16 ... 32	1,32 ... 2,05	1,02 ... 1,86
Асфальтобетонная смесь, л/т:		
производство	6,62 ... 13,25	0,26 ... 0,68
транспортирование на расстояние, км:		
0 ... 16	1,06 ... 1,29	1,32 ... 2,01
16 ... 32	1,14 ... 2,20	1,32 ... 3,37
укладка	0,23 ... 0,76	0,30 ... 0,83
Цементобетонная смесь, л/м ³ :		
производство	0,74 ... 2,23	0,59 ... 1,04
транспортирование	1,63 ... 3,32	—
укладка	0,64 ... 1,53	0,69 ... 1,88

Изготовление покрытия. Для получения покрытия из 1 т смеси (распределение смеси асфальтоукладчиком и уплотнение катками) требуется 2 л дизельного топлива.

В таблице 2 представлена энергоёмкость операций со связующими материалами.

Таблица 2- Энергоёмкость операций со связующими материалами

Вид работ	Энергоёмкость, кДж/л		
	дорожного битума	жидкого битума	битумной эмульсии
Нагревание	152	112	28
Разбрызгивание	8	8	8
Транспортирование	5	5	5
Итого	165	125	41

Содержание АД включает в себя обустройство и эксплуатацию инженерных объектов, средств связи, сигнализации и управления движением, средств контроля технического состояния АД и др. Все названные объекты и действия являются энергоемкими.

Осветим один аспект — уборку снега с городских дорог (в Москве за год вывозится 35 млн м³ снега). Наличие в снежной массе большого числа веществ с превышением ПДК в сотни раз обуславливает ее вывоз в те места, где при ее плавлении можно осуществить очистку. Три основных способа утилизации — речной сплав, «сухие» снегосвалки и снегосплавные пункты — требуют энергозатратной уборки и транспортирование снега, а последний способ — существенных энергозатрат на плавку снега и операции с оседающим мусором. Энергозатраты (кВт • ч/кг) при производстве материалов, используемых в жизненном цикле (ЖЦ) АТС, таковы: алюминий — 58; медь — 26; бензин — 5; дизельное топливо — 3,5.

“На производство 1 кг бензина тратится 5 кВт•ч энергии, на 1 кг дизеля — 3,5 кВт•ч. Расход энергии на производство 1 т дизеля: 1 кг = 1×10⁻³ т. На производство 1 кг дизеля тратится 3,5 кВт•ч, тогда на производство 1 т тратится энергии:

$$x = \frac{3,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}}{1 \cdot 10^{-3}} = 3\,500 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (1)$$

Так как известно, что на производство 1 кг бензина тратится 5 кВт•ч энергии, то сначала следует перевести 1 кг бензина в литры.

Воспользуемся формулой:

$$V = m/\rho \quad (2)$$

$m = 1$ кг бензина

$\rho = 0,710$ кг/л

Тогда

$$V = 1 \text{ кг} / (0,710 \text{ кг/л}) = 1,4 \text{ л} \quad (3)$$

Далее можно найти расход энергии при производстве 1 л бензина:

$$y = (5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}) / (1,4 \text{ л}) = 3,57 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad [3] \quad (4)$$

Литература:

1. Котиков Ю. Г. Транспортная энергетика, М.: Академия, 2006. 427 с.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение. 2-е изд., перераб. и доп.: Академия, 2013.
3. Забияко Д. Ю.*, Кравченко А.В. “Энергозатраты при строительстве и содержании автомобильных дорог как части инфраструктуры”

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

Е.С. Ботвинина, Гришина Е.А.

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, botvinina.elizaveta02@mail.ru

Научный руководитель: Гришина Е.А., к.э.н., доцент

Одной из ключевых стратегий развития гидроэнергетики в России из «Генеральной схемы размещения объектов энергетики до 2035 года» является увеличение доли гидроэнергетики в общем объеме производства электроэнергии. Это позволит сократить зависимость от традиционных источников энергии, а также сможет покрывать ежегодно растущий спрос на электроэнергию, который составляет примерно 3% в год. Для более качественного проектирования, реконструкции, эксплуатации, визуализации проекта, в гидроэнергетику вводят Технологии информационного моделирования (BIM-моделирование). В тезисах рассматриваются основные подходы к информационному моделированию объектов гидроэнергетики.

One of the key strategies for the development of hydropower in Russia from the "General Scheme for the placement of energy facilities until 2035" is to increase the share of hydropower in total electricity production. This will reduce dependence on traditional energy sources, and will also be able to cover the annually growing demand for electricity, which is approximately 3% per year. For better design, reconstruction, operation, visualization of the project, information modeling Technologies (BIM modeling) are introduced into the hydropower industry. The theses consider the main approaches to information modeling of hydropower facilities.

Гидроэнергетика имеет большой потенциал развития в России, благодаря обширным водным ресурсам в стране. В последние годы внимание к развитию гидроэнергетики увеличивается, так как это чистый и экологически безопасный источник энергии.

Реализация планов нового строительства гидроэлектростанций должно сыграть существенную роль в обеспечении надежности и эффективности работы ЭЭС России. В государственную инвестиционную поддержку на период до 2035 года уже включено проектирование новых гидроэлектростанций: Крапивинской, Эвенкийской, Мокской, Усть-Среднеканской, Нижнеангарских, Туруханской, Канкунской ГЭС, Белопорожской, Вилюйской ГЭС-3.

Однако пока невозможно точно определить, какие проекты, вошедшие в данную стратегию, являются точно осуществимыми, ведь строительство гидроэлектростанций является сложным и

дорогостоящим процессом, поскольку требует значительных инвестиций в инфраструктуру и оборудование, а также учета экологических и социальных факторов.

В рамках развития гидроэнергетики в России важно уделять внимание использованию современных технологий и инженерных решений, направленных на повышение эффективности строительства и производства электроэнергии, срока службы агрегатов и снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Гидроэлектростанции являются сложными сооружениями, и их проектирование и строительство требуют большого количества информации и данных.

ВМ может помочь в моделировании гидроэлектростанций, предоставляя возможность создавать точные и подробные виртуальные модели этих сооружений.

Виртуальные модели гидроэлектростанций могут использоваться для планирования и определения оптимального расположения и размера сооружений, а также для выбора наиболее подходящих компонентов. Это позволит сократить время и затраты на проектирование и строительство.

Виртуальные модели могут использоваться для управления техническим обслуживанием и ремонтом гидроэлектростанций в течение всего их жизненного цикла. Виртуальные модели ГЭС также могут использоваться для обучения персонала, что может способствовать повышению безопасности и эффективности работы.

Развитие технологий информационного моделирования в возведении гидростанций находится на начальном этапе. Нормативные требования к процессу создания моделей только формируются.

Принято считать, что ВМ моделирования имеет 4 уровня:

- Уровень 0 - создание плоского чертежа. Расчет объемов работ и формирование спецификаций не предусмотрен.
- Уровень 1 – программа позволяет создавать 3D – модели с используемой документацией.
- Уровень 2 - программа способна обеспечивать взаимосвязь чертежей и 3D-модели, а также производит расчет стоимости проекта.
- Уровень 3 - Предполагает работу посредством web-сервисов всех проектных дисциплин и всех участников инвестиционно-строительного проекта к единой интегрированной датацентричной ВМ-модели на основе открытых схем форматов данных.

В отличие от обычной строительной объектно-ориентированной модели, ВМ моделирование ГЭС учитывает специфические

особенности гидроэлектростанций, такие как наличие водохранилищ, плотин, турбинных залов и других элементов, которые не всегда присутствуют в обычных моделях.

На данный момент, уровни проработки информационной модели ГЭС также содержат 4 уровня:

- Концептуальная модель (LOD 100) содержит в себе описание размеров объекта
- Эскизная модель (LOD 200) дополняет LOD 100, однако в нее еще включаются форма и ориентация объекта.
- Проектная модель (LOD 300) включает помимо описанных ранее параметров, материал, массу и определенных ГОСТы.
- Детальная модель (LOD 400) - завершающий уровень, который содержит в себе, марку и количество крепежа, тип монтажа и справочные данные для осей профиля.

При реализации стоит учитывать особенности гидроэнергетического объекта, такие как сложную геометрию, трехмерное отображение объектов и внешнее воздействие на объект. С каждым годом BIM моделирования набирает все большую популярность в России, государство старается стимулировать развитие отечественных разработок в данной отрасли [1].

Пилотным проектом стала Нижне-Бурейская ГЭС, которая выступила первым проектом в России в гидротехническом строительстве с применением технологии BIM. Данный проект реализовался уже в процессе строительства станции, однако имел те же эффекты от применения, если бы внедрение производилось на этапе проектирования. Далее BIM-технологии были использованы при проектировании Зарамагской ГЭС-1.

На данный момент ПАО «РусГидро» совместно с проектным институтом уже приступили к освоению отечественных BIM-технологий. В 2021 году был запущен пилотный проект по тестированию среды общих данных Pilot-BIM и системы проектирования Renga.

Хоть технологии не реализуются в полном объеме, однако проектирование ГЭС основывается уже на BIM моделировании при использовании выпускаемой проектным институтом документации.

На данном этапе уже получен ряд положительных эффектов: выявление ошибок в смежных разделах рабочей документации, ускорение процесса строительства, получение более точных результатов по контролю объемов работ субподрядных организаций, приобретение единого автоматизированного пространства для работы с материалами

визуальной модели процесса строительства, повышение уровня квалификации работников.

Стоит также отметить, что BIM-моделирование ГЭС позволяет более точно рассчитать затраты на строительство и эксплуатацию объекта, а также оптимизировать процессы проектирования. Проектным институтом «РусГидро» было также подсчитано, что при переходе на электронное согласование проектно-сметной документации удалось сэкономить 14 млн. рублей.

На данный момент компания базируется на применении имеющихся технологий в создании базы типовых технических решений, которые могут в дальнейшем с минимальными трудозатратами быть вписаны в разрабатываемые проекты новых ГЭС.

Литература:

1. Постановление Правительства Российской Федерации № 331 от 1 января 2022 года «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 5 марта 2021 г. № 331»

2. Чубатов И.В. Опыт применения технологии BIM при проектировании ГЭС // ГИДРОТЕХНИКА – 2019, С. 21-23.

3. Бабчук Вячеслав, Шилова Любовь, Евстратов Виктор. Использование технологий информационного моделирования в гидроэнергетическом строительстве // ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №10(176) – 2022, С.67-73.

4. Малахов В., Бакадоров К.«BIM для управленческих решений в институте «Мособлгидропроект» [Электронный ресурс] / институте «Мособлгидропроект». – Дата публикации в Интернет: 16.03.2022. URL: https://ascon.ru/news_and_events/news/3413/ (дата обращения: 10.11.2023).

ПРОБЛЕМЫ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ В ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЯХ

Н.А. Гайдаренко, Г.А. Семакина

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, gayd.nikita1337@gmail.com**

Научный руководитель: Семакина Г.А., к.э.н., доцент

Статья представляет глубокий анализ проблем, связанных с дебиторской задолженностью в энергосбытовых компаниях. Долги клиентов становятся серьезным вызовом для эффективной деятельности энергоснабжения, и

решение этой проблемы становится критически важным. В статье рассматриваются основные факторы, влияющие на накопление долгов, а также предлагаются стратегии и решения для их управления и снижения.

The article presents an in-depth analysis of the problems associated with accounts receivable in power supply companies. Customer debts are becoming a serious challenge to the efficient operation of energy supply, and solving this problem becomes critically important. The article discusses the main factors affecting the accumulation of debts, as well as offers strategies and solutions for their management and reduction.

На сегодняшний момент энергетика является ключевой отраслью России, и без ее продукции современное общество не может нормально функционировать. Однако эта отрасль обладает уникальными особенностями. Особенности производимого продукта и важная роль инфраструктуры этой отрасли в экономике страны делают электроэнергетику необычной с точки зрения структуры рынка.

Сбыт электрической энергии представляет собой последний этап в процессе создания стоимости в электроэнергетической отрасли и является основным источником генерации денежных потоков для всех сфер деятельности в этой отрасли, включая производство, передачу и оперативное управление электроэнергией.

Многие производители товаров не могут выполнять роль посредников в маркетинге, особенно в отраслях, таких как топливно-энергетический комплекс. Поэтому в электроэнергетике эти функции поручены энергосбытовым организациям. Энергосбытовые компании занимаются продажей электроэнергии конечным потребителям. Их уникальность заключается в том, что они не принимают участие в технологическом процессе производства энергии.

На сегодня топливно-энергетический комплекс претерпел значительные изменения. Одним из ключевых событий в этом секторе стала структурная реформа электроэнергетики в Российской Федерации, которая включала полную перестройку ОАО РАО «ЕЭС России». Основной целью реформы была либерализация розничного рынка электроэнергии, и поэтому эти изменения затронули различные аспекты деятельности в отрасли электроэнергетики.

Одним из фундаментальных изменений была реорганизация бизнеса в области энергосбыта. В ходе реформы были выделены две основные категории: регулируемый и нерегулируемый энергосбыт. Регулируемый сегмент включает в себя компании, которые имеют статус гарантирующих поставщиков. Основным отличием таких компаний от нерегулируемых энергосбытовых организаций является то, что первые обязаны заключать договора с любым потребителем, обратившимся к

ним. Они не могут отказывать потребителям, даже если они не в состоянии оплатить свои счета.

Особенности электроэнергии как товара включают в себя невозможность его хранения и накопления в больших объемах, что приводит к тесной взаимосвязи между производством и потреблением. На рынке электроэнергии покупка и продажа всегда совершаются одновременно, а оплата происходит после факта потребления, что создает риск неплатежей и увеличение дебиторской задолженности.

Гарантирующие поставщики регулярно сталкиваются с проблемой задолженности со стороны клиентов в ходе своей деятельности. В настоящее время, на розничном рынке электроэнергии, отмечается тенденция к увеличению суммы дебиторской задолженности, тогда как задолженность энергосбытовых компаний перед оптовым рынком остается примерно на том же уровне.

ОАО "Новосибирскэнергосбыт" является единственным гарантирующим поставщиком электроэнергии, имеющим статус субъекта оптового рынка на территории Новосибирской области. Большая часть активов компании сосредотачивается в разделе "Оборотные средства," составляя 65,7% от всего баланса. Это соответствует характеру деятельности организации, поскольку в сфере сбыта электроэнергии нет необходимости в производственных помещениях, дорогостоящем оборудовании, складах для хранения или внутренней и внешней транспортировке. Однако, высокий уровень дебиторской задолженности может существенно ухудшить ликвидность и финансовую устойчивость предприятия, а также сильно снизить эффективность его финансово-хозяйственной деятельности.

Сведения о дебиторской задолженности покупателей и заказчиков представлены на рис. 1.

Исходя из рисунка 1, мы видим, что в 2020 году произошел рост дебиторской задолженности, но за тем мы можем наблюдать её постепенное снижение

Итак, такие изменения дебиторской задолженности на предприятии могут быть обусловлены различными факторами, такими как экономическая ситуация в стране, системы взыскания задолженности, контроль за платежами и общая эффективность работы коллекторской службы.

Так же произведем расчет основных показателей для того, чтобы получить более полную картину изменений дебиторской задолженности.



Рис.1 – Динамика дебиторской задолженности за 2019-2022 г.

Таблица 1 - Расчет ключевых показателей дебиторской задолженности ОАО «Новосибирскэнергосбыт» за период 2022-2019 гг.

Показатель	2019	2020	2021	2022
Коэф. оборач. дебит. задолж.	71,67	39,46	46,57	159,1
Оборачиваемость дебиторской задолженности, дни.	62	67	60	57
Доля дебиторской задолженности в общей сумме оборотных активов, %.	9,1	19,06	10,94	7,14

Учитывая специфику работы компании, для ее устойчивого развития необходимо проводить активную политику по снижению дебиторской задолженности.

Существует несколько основных мер по устранению дебиторской задолженности, которые можно выделить:

1. Введение жесткой политики взыскания задолженности, включая возможность прекращения поставки электроэнергии в случае неплатежей. Это поможет стимулировать клиентов к своевременной оплате и снизить невыплаты.

2. Проведение регулярной инвентаризации состояния расчетов с дебиторами. Это позволит оперативно выявлять и разрешать проблемные счета, а также предотвращать накопление задолженности.

3. Организация поощрительных акций и мероприятий для добросовестных клиентов. Например, предоставление скидок, бонусов или специальных условий оплаты.

4. Совершенствование автоматизированных систем для получения информации о задолженности как со стороны потребителей, так и со стороны самой организации. Это позволит своевременно контролировать задолженность, оповещать клиентов о неоплаченных счетах и предоставлять удобные способы оплаты.

5. Активная работа с неплательщиками, включая индивидуальный подход к каждому случаю. Это может включать переговоры, урегулирование задолженности через рассрочку или разработку индивидуальных планов погашения.

6. Сотрудничество с органами власти для работы с клиентами, пользующимися социальными льготами. Это позволит разработать специальные программы для обеспечения своевременной оплаты с учетом возможных финансовых трудностей клиентов.

Важно отметить, что для эффективного управления дебиторской задолженностью все сотрудники компании должны быть заинтересованы в этом процессе. Поэтому вовлечение всей организации в разработку и внедрение механизмов управления дебиторской задолженностью является необходимым.

Литература:

1. ГОСТ Р 53880-2010. Электроэнергия. Порядок предоставления, взыскания и защиты прав потребителей. - М.: Стандартинформ, 2010.

2. ГОСТ Р 53249-2009. Энергетический аудит зданий и сооружений. - М.: Издательство стандартов, 2009.

3. Лебедева, О.Б. Управление дебиторской задолженностью на энергосбытовых предприятиях // Вестник Самарского государственного технического университета. - 2015. - №1(42). - С. 102-107.

4. Галимов, Р.М., Нуреев, Н.Г., Мухаметдинов, Р.И. Методы управления дебиторской задолженностью на энергосбытовых предприятиях // Вестник Казанского технологического университета. - 2017. - №15(29). - С. 239-243.

5. Исаев, Р.Р., Жукова, А.П. Инструментарий управления дебиторской задолженностью на энергетических предприятиях // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. - 2018. - №2(116). - С. 154-158.

6. Хайруллин, Ф.Р. Проблемы и перспективы снижения дебиторской задолженности на энергосбытовых предприятиях // Управление, экономика и инновации в энергетике. - 2019. - №3(15). - С. 39-44.

7. Гасанов, М.А., Шавлюгина, Е.Н. Оптимизация системы управления дебиторской задолженностью на энергосбытовых предприятиях // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета имени академика С.П. Королёва. - 2021. - №1(82). - С. 74-78.

8. Дроздов, В.Д., Тюленев, А.В. Финансовый менеджмент на энергосбытовых предприятиях. - М.: Финансы и статистика, 2020.

9. Максимов, Е.В. Формирование механизма управления дебиторской задолженностью на энергосбытовых предприятиях // Финансы и кредит. - 2017. - Т. 23, №6. - С. 1372-1385.

10. Шестых, И.В., Карпинская, Е.А., Морозова, Н.А. Прогнозирование и управление дебиторской задолженностью на энергосбытовых предприятиях // Горизонты экономики. - 2016. - Т. 10, №2. - С. 134-140.

РОЛЬ МЕНЕДЖМЕНТА В ПОВЫШЕНИИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

А.В. Гулькин, И.Г. Чиркова

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, gulkin@corp.nstu.ru**

Научный руководитель: Чиркова И.Г. д.э.н., профессор

В данной статье были рассмотрены этапы повышения энергоэффективности производственного предприятия, предложены инструменты, при помощи которых данные этапы могут быть реализованы, а также проанализирован кейс компании “Неватом”, на основе которого были разработаны конкретные шаги по повышению энергоэффективности, которые могут быть внедрены в другие производственные предприятия.

This article examines the stages of increasing the energy efficiency of a manufacturing enterprise, proposes tools with which these stages can be implemented, and also analyzes the cases of the “Nevatom” company, where specific steps to increase energy efficiency were formulated that can be implemented in other industrial companies.

Вопросы энергосбережения и повышения энергоэффективности всегда актуальны в условиях экономического роста и экономического спада. Исторически сложилось так, что российские промышленные предприятия уделяют особое внимание удовлетворению потребностей промышленного процесса в энергетике и практически игнорируют

эффективность передачи и использования самой энергии [3]. Одной из главных причин невысокой энергоэффективности предприятий является отсутствие единых стандартов энергосбережения и энергопотребления на производствах [2].

В данной статье будут представлены и рассмотрены инструменты, которые используются в настоящее время в менеджменте для повышения энергоэффективности производственных предприятий, а также будет проанализирован кейс производственного предприятия “Неватом” – компании, которая занимается разработкой, производством и продажей вентиляционного оборудования другим производственным предприятиям.

Под энергетическим менеджментом понимается организационная деятельность высшего руководства организации, направленная на более эффективное энергосбережение и на повышение показателя энергоэффективности [3]. Перед топ-менеджментом ставятся сложные проблемы, которые связаны с эффективным использованием энергетических ресурсов в виду нескольких причин. Во-первых, источники энергии, как и любые ресурсы экономики, являются очень ограниченными, поэтому существует острая необходимость рационального использования энергоресурсов, эта задача должна решаться высшим руководством компании [4]. Во-вторых, как уже говорилось ранее, отсутствие единого стандарта и их несоответствие состоянию объектов энергопотребления является не второстепенной проблемой. Темпы износа конструкций и моральное старение производственного оборудования становятся причинами большого количества энергопотерь. Кроме того, сложность технологического процесса затрудняет объективный сбор информации. [2]. Таким образом, одной из приоритетных задач является повышение точности учета данных и их анализа, эти цели также должны быть поставлены и реализованы топ-менеджментом.

В своей работе “Совершенствование методики проведения энергетического менеджмента на предприятии” Харланова В. Н. выделяет шесть основных этапов, которые должны быть составлены и выполнены производственным предприятием для повышения уровня энергетической эффективности. Первым этапом решения проблемы энергосбережения должен стать осознание проблемы нерационального использования энергетических ресурсов и выделение персонала и средств для улучшения показателей, которые отражает деятельность производственного цикла [5]. Вторым этапом решения задачи является сбор необходимой информации об эффективности использования энергоресурсов на производстве. Данный этап заключается в сборе данных, их сравнения с производствами, которые являются

конкурентами в отрасли, анализе собранной информации и создании отчета о мерах, которые должны быть приняты с целью повышения энергоэффективности. Третий этап заключается в постановке конкретных целей, которые должны быть выполнены отделом энергетики для повышения уровня энергосбережения. Четвертый этап – разработанный план действий, который должен быть составлен на основе целей, поставленных в третьем пункте. Пятый этап связан с контролем выполнения задач и действий, в случае неудовлетворительного исполнения действий план должен быть незамедлительно скорректирован для дальнейшего выполнения. Заключительный этап – Заключительный этап – оценка результатов, что позволяет своевременно определять и вносить необходимые коррективы в план действий и является основой системы энергетического менеджмента [5].

Для успешного выполнения вышеперечисленных этапов по повышению энергоэффективности производственного предприятия разработаны инструменты, которые могут быть использованы топ-менеджментом для достижения поставленных целей:

Энергетический бенчмаркинг. Под энергетическим бенчмаркингом подразумевается процесс сравнения использования энергетических ресурсов конкретного предприятия с производствами конкурентов, может быть применен на втором этапе вышеописанного плана по повышению энергоэффективности [3].

Энергетический аутсорсинг. При аутсорсинге задачи, связанные с решением проблем эффективного использования энергетических ресурсов, делегируются другой компании, которая специализируется на рациональном использовании энергии, проводит комплекс мер по эффективному энергосбережению [3].

Энергетический мониторинг. Энергетический мониторинг, как отрасль мотивации энергосбережения, широко внедряется, например, британскими промышленными предприятиями. Особое внимание уделяется пропаганде энергосбережения, публикации и широкому распространению информации о передовом опыте в этой области [3].

Рассматривая конкретный кейс новосибирской компании “Неватом”, выделяются следующие шаги по повышению энергоэффективности предприятия:

Создание отдельного энергетического отдела. Этот отдел занимается сбором информации о потреблении энергии при производстве на предприятии, анализируются также и показатели конкурентов в отрасли производства вентиляционной продукции, после чего данная информация передается в отдел маркетинга, который

составляет конкретные шаги по улучшению показателей энергосбережения.

Наличие научно-технического центра. Создание научно-технического центра (НТЦ) позволило усовершенствовать производимую продукцию, а также оптимизировать процессы производства, при котором энергетические ресурсы сохраняются или потребляются в меньшем количестве. Одним из примеров разработок НТЦ может являться использование пластинчатых и роторных рекуператоров в приточно-вытяжных установках, которые обеспечивают сохранение энергетических ресурсов. Данная разработка позволила использовать их не только в собственном производстве, но и продавать рекуператоры другим производственным предприятиям, благодаря чему многие организации стали успешнее справляться с проблемой рационального использования энергетических ресурсов.

Внедрение принципов бережливого производства. Концепция бережливого производства становится все более популярной в настоящее время. Сам принцип бережливого производства подразумевает собой сокращение размеров заказа на выпуск продукции, удовлетворяющей спрос при повышении её качества, а также снижение уровня запасов на складских помещениях [1]. Данная концепция напрямую влияет на использование энергетических ресурсов – при использовании принципов бережливого производства оборудование изнашивается гораздо медленнее, потребляется меньшее количество энергий, так как в этой концепции отсутствует перепроизводство, продукция выпускается только для конкретного заказа.

Перечисленный комплекс мер позволил компании “Неватом” повысить параметр энергоэффективности, а также привел к разработке такой продукции, которая может быть использована компаниями других производственных предприятий для аналогичных целей.

Таким образом, в данной статье были представлены этапы по повышению энергоэффективности производственных компаний, проанализированы инструменты, которые могут быть использованы топ-менеджментом для улучшения показателей энергосбережения, а также были разработаны конкретные рекомендации на основе кейса вентиляционной компании “Неватом”, которые могут быть внедрены другими компаниями для рационального использования энергии.

Литература:

1. Каниюкова В.П. Бережливое производство: основные инструменты и принципы бережливого производства – «Научно-практический электронный журнал Аллея Науки №7 (23)», 2019.

2. Кузнецов Н.В. Роль менеджмента в управлении процессами на промышленных предприятиях – “Экономический анализ: теория и практика №8”, 2016 – 18-25 С.

3. Неструев И.В., Голобова М. А., Боряян А.А. Повышение энергоэффективности и вопросы энергосбережения на предприятиях // Сборник материалов III Международной научно-практической конференции “Учетно-аналитические инструменты исследования экономики региона “ – Махачкала, Изд-во Даг.гос. ун-та, Издательство АЛЕФ, 2020 – 403-407 С.

4. Плотников Д.А., Уманская М.В., Яхварова Е.В. Повышение энергоэффективности российских предприятий – “Актуальные проблемы экономики и менеджмента № 1 (29)”, 2021. – 64-74 С.

5. Харланова В. Н. Совершенствование методики проведения энергетического менеджмента на предприятии – “Научно-практический электронный журнал Аллея Науки №1(28)”, 2019.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ СОФТА ПО

Д.В. Клименко, Е.В. Крылова

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, Krylova@corp.nstu.ru

Научный руководитель: к.э.н., доцент Е.В. Крылова

Рассмотрен процесс импортозамещения софта программного обеспечения, а так же необходимость использования софта на примере энергетической компании.

The process of import substitution of software is considered, as well as the need to use software using the example of an energy company.

Программное обеспечение (ПО) - совокупность программ системы обработки информации и программных документов, необходимых для эксплуатации этих программ [1, с. 160]

Классическое определение импортозамещения: «уменьшение или прекращение импортных поставок товаров посредством роста отечественного производства данной продукции или ее аналогов» [2, 67].

В связи с санкционным влиянием на Российскую Федерацию большая часть компаний, которые производят и обслуживают ПО прекращают свою работу в стране, что оказывает негативные последствия на обычных пользователей ПО, а также на

работоспособность и эргономичность труда во всех отраслях бизнеса. С данной проблемой сталкиваются не только предприятия, работающие на зарубежном ПО, но и компании, которые имеют необходимость в оптимизации своих производственных или коммерческих процессов за счет специализированных ПО. Так же помимо внешних факторов есть амбициозный внутренний стимул создать и внедрить российское ПО.

Процедура по замещению импорта в IT-отрасли предполагает создание собственного программного обеспечения (ПО), а также различных комплектующих для ПК на базе российских технологий [4, 85].

Наиболее эффективно процесс импортозамещения происходит в государственном секторе, а также в областях, связанных с человеческой безопасностью и обороной. Большие успехи в данном процессе достигли отрасли банковского дела и энергетики. Но также существуют отрасли, в которых процесс импортозамещения является не ближайшей перспективой, к такой отрасли относится ракетно-космическая по самым оптимистичным прогнозам перейти на российское ПО получится не раньше 2030 года.

На данный момент имеется достаточно небольшое количество отечественных разработчиков, которые могли бы создать конкуренцию иностранным IT-компаниям в области разработки ПО, крупнейшими являются «1С», «Яндекс», «Лаборатория Касперского» [3, 21]

Самые чувствительные проблемы рынка ПО в России связаны с «отраслевым промышленным софтом», в частности с автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУ ТП), системами моделирования разработки и автоматизации процесса добычи в ресурсодобывающих компаниях, системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), системы автоматизации и трансформации для перерабатывающих предприятий.

Необходимые для некоторых сфер деятельности САД-системы и специализированные программы для симуляции, которые могут оказаться недоступными для импортозамещения из-за высокой сложности и стоимости разработки.

Также следует задуматься и об аппаратной платформе, об импортозамещении, которой говорят немного меньше. Однако здесь уже есть некоторые решения, в частности, проект «Эльбрус». Так ФГБУ НИИ «Восход» закупает 22 сервера на базе «Эльбрус-4» для использования в составе государственных информационных систем. Пенсионный фонд России также проводил испытания указанных систем для решения своих задач. Есть и другие примеры, но пока это отдельные шаги в направлении импортозамещения [7, 71].

Что касается ERP систем на рынке появляются достойные претенденты для замены зарубежного ПО, но для использования данной системы, помимо создания самого ПО, необходимо внедрить базовую информацию для дальнейшего использования.

Так, например, в сфере энергетики, большая часть компаний сталкивается с проблемой корреляцией из-за разных обозначений данных бухгалтерского учета, технического учета и управленческого учета. Необходимо формировать множество отчетов, требующих разные параметры оборудования, на формирования которых требуются человеческие, временные и денежные ресурсы. У компаний появляется 2 варианта решений, первый это простой вариант, в котором данные будут сопоставленные в самом обыкновенном ручном режиме по инвентарным номерам, местоположению, физическим объемам и т.д., но данный метод не дает никакой гарантии детального соответствия и автоматизации. Поэтому крупные энергетические предприятия начинают решать проблемы с полноценной методологической проработкой, для которой необходимо использования российского ПО, в частности, ERP-систем.

Программные обеспечения являются неотъемлемой частью жизни человека и импортозамещение необходимо для поддержания оптимизированной работоспособности компаний и комфортной жизни обычного пользователя.

Литература:

1. ГОСТ 19781-90. Обеспечение систем обработки информации программное. Термины и определения, 10 февраля 2019 – 170 с.
2. Демина Ю. К. К вопросу об импортозамещении в Российской Федерации // *Juvenis scientia*. - 2022. - № 1. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/k-voprosu-ob-importozameschenii-v-rossiyskoj-federatsii> (дата обращения: 05.11.2023)
3. Информационные системы и технологии: управление и безопасность: сб. ст. IV международной заочной научно-практической конференции/ Поволжский гос. ун-т сервиса. – Тольятти: Изд-во ПВГУС, 2021. – 25 с.
4. Калюжный К.А. Состояние и перспективы импортозамещения в российской ИТ-отрасли // *Наука. Инновации. Образование*. – 2020. №2 – 103 с.
5. Кемайкин П.В., Костин М.Д., Удалов А.А. Перспективы реализации политики импортозамещения в условиях санкций, 2021. – С. 73 с.

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ЭНЕРГЕТИКИ: ЭФФЕКТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

И.А. Коротовская, Е.А. Гришина
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, korotowskaya@gmail.com
Научный руководитель Гришина Е.А., к. э. н., доцент

В статье рассматривается необходимость внедрения систем автоматического контроля выбросов на энергетических предприятиях. Рассмотрены положительные эффекты, получаемые в ходе реализации экологических проектов, такие как снижение затрат на приобретение топлива, улучшение экологической ситуации, выход на развивающийся рынок углеродных единиц. Также отмечается, что внедрение систем автоматического контроля выбросов может стать новым и перспективным направлением в развитии предприятий.

The article discusses the need to introduce automatic emission control systems at energy enterprises. The positive effects obtained during the implementation of environmental projects are considered, such as reducing the cost of purchasing fuel, improving the environmental situation, and entering the developing market of carbon units. It is also noted that the introduction of automatic emission control systems can become a new and promising direction in the development of enterprises.

В современных реалиях многие страны мира уже столкнулись с негативными последствиями изменения климата, одной из основных причин которых являются выбросы парниковых газов. В условиях глобального изменения климата и усиления его влияния на окружающую среду для обеспечения устойчивого развития общества становится актуальной задача реализации программы по сокращению выбросов парниковых газов и переходу к низкоуглеродной модели национальной экономики.

Федеральный проект «Чистый воздух», введенный в реализацию в 2018 году, направлен на достижение к 2024 году целевых показателей по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу, среди которых:

- снижение ежегодного совокупного объема выбросов загрязняющих веществ на 22 % [1];

- отсутствие городов, в которых уровень загрязнения воздуха оценивается как высокий и очень высокий (в базовом 2018 году по данным Росгидромета насчитывалось 46 городов с высоким и очень высоким уровнем загрязнения атмосферы [2]).

Согласно Федерального закона № 219-ФЗ [3], все стационарные источники загрязнений подлежат категорированию по степени

негативного воздействия на окружающую среду (4 категории), а, в частности, источники I категории (объекты, оказывающие значительное негативное воздействие на окружающую среду) должны быть оснащены автоматическими измерительными системами (АИС), которые собирают информацию о параметрах выбросов и передают ее государственным надзорным органам. Таким образом, включающие в себя АИС системы автоматического контроля выбросов (САКВ) являются необходимым инструментарием для обеспечения соответствия уровней выбросов установленным нормам и стандартам.

Основными источниками загрязнения окружающей среды считаются промышленные предприятия, в особенности предприятия топливно-энергетического комплекса (ТЭК): тепловые электростанции и котельные установки, выбрасывающие в атмосферу оксиды азота и серы, монооксид углерода, летучую золу и другие загрязняющие вещества [4].

Необходимость внедрения САКВ на энергетических предприятиях обусловлена не только требованиями законодательства, но и рядом положительных эффектов, получаемых в ходе реализации рассматриваемых экологических проектов, например:

1) Экологический эффект: контроль промышленных выбросов позволяет выявить отклонения от нормативных показателей загрязняющих веществ в атмосфере, тем самым способствует реализации мер по улучшению экологической ситуации (как пример, реализация климатических проектов);

2) Технологический эффект: САКВ позволяет контролировать не только показатели загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, но и содержание газов в продуктах сгорания, характеризующих завершенность процессов выгорания топлива, а также выполняет контроль дополнительных рабочих параметров (нагрузка котла, температура, давление, расход топлива и т.д.), характеризующих эффективность работы котла. Благодаря этому можно снизить расход топлива на единицу произведенной электроэнергии и уменьшить затраты на его приобретение;

3) Экономический эффект: вдобавок к экономии за счет уменьшения расходов на приобретение топлива внедрение САКВ также позволяет снизить затраты на оплату штрафов и компенсаций за ущерб, причиненный окружающей среде;

4) Инновационный эффект: контроль промышленных выбросов, способствуя развитию мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, дает также возможность предприятиям выйти на развивающийся рынок углеродных единиц.

Перспективы развития регулируемого углеродного рынка в России высоки, так как Россия является одним из крупнейших производителей и экспортеров нефти и газа в мире, а также имеет значительный потенциал для развития возобновляемых источников энергии. На данный момент углеродный рынок носит экспериментальный характер, однако энергетические предприятия, внедряющие системы автоматического контроля выбросов, могут рассматривать этот проект как новое и перспективное направление в развитии компании.

В дальнейшем исследовании будет приведена оценка экономической эффективности внедрения и применения систем автоматического контроля выбросов на дымовой трубе тепловой электростанции.

Таким образом, внедрение систем автоматического контроля выбросов на энергетических предприятиях является необходимым условием для достижения целей по сокращению выбросов парниковых газов и повышению конкурентоспособности отечественной экономики. Это позволит не только снизить затраты на приобретение топлива, но и улучшить экологическую ситуацию в регионах, где расположены тепловые электростанции, а также выйти на развивающийся рынок углеродных единиц.

Литература:

1. Федеральный закон "О внесении изменений в Федеральный закон "Об охране окружающей среды" и отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 21.07.2014 №219-ФЗ

2. Конопелько Л.А. Аналитический контроль промышленных выбросов / Под ред. д.т.н., проф. Л.А. Конопелько и к.х.н. О.Г. Попова – СПб, 2023. – 438 с.

3. Кондратьева О.Е. Научно-методические основы разработки и внедрения систем непрерывного контроля и учета выбросов тепловых электростанций : специальность 05.14.14 "Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты" : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Кондратьева Ольга Евгеньевна, 2017. – 309 с.

4. Черногаева Г.М. Обзор состояния и загрязнения окружающей среды в Российской Федерации за 2018 год / Г.М. Черногаева, С.А. Громов, Л.Р. Журавлева, Ю.А. Малеванов, Ю.В. Пешков, М.Г. Котлякова, Т.А. Красильникова // Росгидромет – 2019. – 225 с.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ В РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЯХ ЭНЕРГЕТИКИ

А.О. Кузнецов, Е.В. Крылова
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, Krylova@corp.nstu.ru
Научный руководитель: к.э.н., доцент Е.В. Крылова

Рассмотрены методы оценки эффективности в различных областях энергетики. Перечисленные методы оценки эффективности в различных областях энергетики помогают определить наиболее эффективные решения в сфере энергетики.

The methods of efficiency assessment in different areas of energy are considered. The listed methods of efficiency assessment in different fields of energy help to determine the most efficient solutions in the field of energy.

В Энергетическая отрасль – это ключевой элемент обеспечения устойчивого развития и удовлетворения растущих энергетических потребностей общества. Однако, в условиях постоянных изменений в технологиях, строгих экологических требований и переменной экономической обстановки, необходимо непрерывно оценивать эффективность разнообразных методов и технологий, применяемых в энергетической сфере.

Традиционные методы оценки эффективности, опирающиеся на финансовые показатели, не всегда могут охватить все аспекты деятельности в области энергетики. Именно поэтому возникает потребность в разработке и применении более сложных методов анализа, способных учитывать не только экономические, но экологические и социальные параметры.

В литературе есть много отметок о том, что разнообразные методы оценки эффективности были успешно использованы в различных сегментах энергетики, включая энергосбережение, альтернативные источники энергии, повышение эффективности производственных процессов и другие сферы. Например, при оценке эффективности альтернативных источников энергии, нужно учитывать экологические параметры, такие как выбросы парниковых газов и воздействие на окружающую среду.

При анализе энергосберегающих технологий, следует учитывать экономические выгоды, связанные с сокращением расходов на энергию. Метод LCOE (Levelized Cost of Energy), позволяет оценить стоимости производства энергии от разных источников, таких как солнечная,

ветряная, ядерная и т. д. LCOE учитывает инвестиционные и эксплуатационные расходы на протяжении всего срока службы. [5]

Оценить общие затраты на владение и обслуживание оборудования на протяжении всего его срока службы возможно с помощью Метода TCO (Total Cost of Ownership). [2]

Уровень декарбонизации (Decarbonization Level) оценивает, насколько эффективно система хранения энергии помогает уменьшить выбросы углерода. Это важно в контексте перехода к более экологичным источникам энергии. [4]

Метод внешних затрат (External Cost Analysis), анализирует внешние затраты, связанные с производством энергии, такие как экологические и социальные последствия, и включает их в общую экономическую оценку проекта. [1]

Важным аспектом анализа эффективности в энергетике является также учет рисков. Энергетические проекты часто связаны с неопределенностью в ценах на энергию, изменениями в законодательстве и другими рисками. Поэтому методы оценки эффективности должны учитывать вероятность различных сценариев развития событий.

Анализ вероятности и воздействия (Risk Probability and Impact Analysis - RPIA), дает возможность провести оценку риска, анализ вероятности возникновения опасных событий и их потенциального воздействия на окружающую среду и человека. Результаты RPIA могут использоваться для приоритизации рисков и разработки мероприятий по их управлению. [3]

Перечисленные методы оценки эффективности в различных областях энергетики помогают определить наиболее эффективные решения в сфере энергетики. Учет различных аспектов, включая экономические, экологические и социальные, позволяет принять верное управленческое решение при воздействии волатильности показателей внешней среды для устойчивого развития энергетической отрасли.

Литература:

1. Агамов Н.А., Косулин Ю.А., Киреев В.С. Сравнение методов применения оценки экономической эффективности проекта // Теория. Практика. Инновации. - 2017. - №7. - с. 171-178.

2. Гельфанд А.О. Управленческий учет ИТ затрат по методу Total cost of ownership (TCO), Совокупная стоимость владения // Заметки ученого. - 2015. - №2. - с. 24-26.

3. Полянский Д.С., Гилязетдинова Д.И. Качественный и количественный анализ вероятности возможного влияния риска на

проект // Актуальные вопросы социальных наук и пути их решения. - М.: ООО "СКИ", 2023. - с. 233-238.

4. Салихов И.Ф. Влияние развития возобновляемой энергетики на углеродный след в Российской Федерации // Развитие современной науки и технологий в условиях трансформационных процессов. - СПб.: Печатный цех, 2023. - с. 311-315.

5. Черняховская Ю.В. Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта // Вестник ивановского государственного энергетического университета. - 2016. - №4. - с. 56-68.

ОТРАСЛЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Н.А. Лаптев, Г.А. Семакина

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, nikita.laptev.2002@inbox.ru

Научный руководитель: Семакина Г.А., к.э.н., доцент

Данная работа посвящена исследованию и анализу вопроса управления рисками в энергетических компаниях Российской Федерации. Проведен обзор основных видов рисков, с которыми сталкиваются энергетические компании. Рассмотрены методы и инструменты управления рисками. Даны рекомендации по повышению эффективности управления рисками в энергетических компаниях на примере российского сектора. Результаты исследования могут быть полезны для менеджеров и руководителей энергетических компаний, сталкивающихся с необходимостью эффективного управления рисками.

This work is devoted to the study and analysis of the issue of risk management in energy companies of the Russian Federation. A review of the main types of risks faced by energy companies was carried out. Risk management methods and tools are considered. Recommendations are given to improve the efficiency of risk management in energy companies using the example of the Russian sector. The results of the study may be useful for managers and executives of energy companies faced with the need for effective risk management.

С различными рисками могут столкнуться любые компании в процессе функционирования, в том числе энергетические и генерирующие. Существуют разные подходы к пониманию термина риск и на данный момент их несколько. Один из подходов представляет риск как вероятность неблагоприятного исхода некоторого действия

или этапа, и выполнение поставленной компанией цели возможно только при положительном исходе.

В энергетической отрасли Российской Федерации на данный момент требуется осуществление перехода на иной уровень, который будет отвечать более высоким требованиям и являться наиболее качественным.

Нестабильность предпринимательской среды возрастает и необходимо уделить ей внимание энергетическим компаниям. Для этого таким компаниям необходимо внедрить комплекс управления рисками. Комплексы управления рисками подразумевают такие элементы, как:

- выявление рисков;
- оценка рисков;
- приоритизация рисков;
- управление рисками.

Управление рисками подразумевает под собой заблаговременное выявление возможных угроз и внедрение системы защиты, чтобы предотвратить последствия. Процесс управления рисками подразумевает под собой следующие этапы, продемонстрированные на рис. 1:

- риск и его анализ;
- коммуникация риска;
- в условиях неопределенности и риска обоснование и принятие решений;
- для минимизации и снижения риска реализация мер [1].

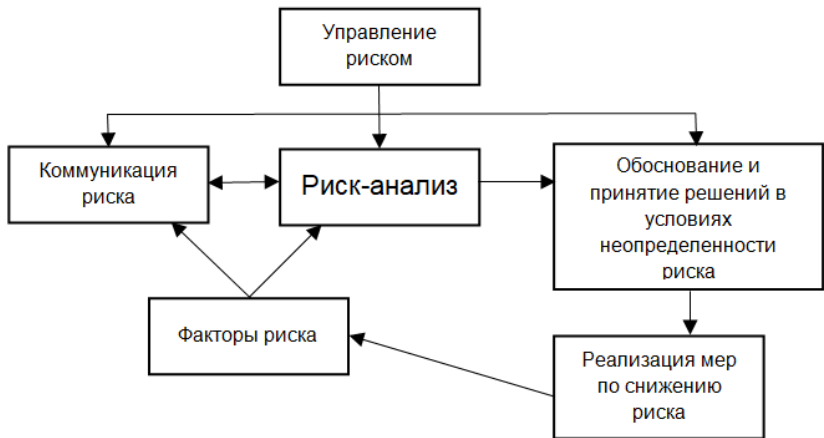


Рис. 1 – Управление рисками (процесс)

Описанные далее методы следует использовать с целью снижения рисков:

- диверсификация, данный метод используется обычно для распределения между объектами вложения капитала инвестируемых средств;

- локализация, то есть метод, при котором за более опасными и подверженными рискам видами деятельности или этапами осуществляют контроль;

- защита различных интересов организаций при наступлении рисков событий за счет денежных средств, которые создаются при страховании за счет регулярных взносов.

Характеризующие отрасль энергетических компаний риски были определены с помощью исследования среди основных крупных компаний отрасли и далее приводятся основные идентифицированные риски:

- территориальные – специфика ситуации в политике и социально-экономической составляющей страны, замедление развития экономики в Российской Федерации;

- регулярные – изменение налогового законодательства, вариация рыночной модели, удержание государством регулируемых тарифов на электроэнергию и тепло, изменение в нормативно-правовых актах, которые регулируют деятельность субъектов электроэнергетики;

- финансовые – риски различных потерь, связанных с запуском объектов не в указанный срок, риски роста дебиторской задолженности;

- социальные – риски коррупции, риски ошибок сотрудников, повлекшие за собой нарушения в технологиях и аварии, риски невыполнения обязательств по договору поставщиками;

- рыночные – риск роста неплатежей, риски, связанные с изменением спроса на электрическую и тепловую энергию, риски, связанные с функционированием рынка электроэнергии и теплоснабжением потребителей, риски скачка цен на энергию, энергоносители;

- инвестиционные – несоответствие реализуемых проектов стандартам и требованиям регулирующих организаций, отсутствие дополнительных средств для осуществления в запланированном объеме инвестиционной программы, незапланированный рост расходов и ухудшение утвержденных параметров инвестиционных проектов;

- производственно-технические – внеплановое прекращение генерации энергии, риски, связанные с использованием оборудования, внеплановые простои оборудования из-за возникновения технологических нарушений, возникновение аварий по причине

физического износа оборудования, риски, связанные с изменением погодных условий [2].

Подводя итог становится очевидным, что различные риски оказывают влияние на компании энергетической отрасли, как и на компании в других отраслях.

Для того, чтобы осуществлять управление рисками в электроэнергетике необходимы различные мероприятия, которые описаны и представлены далее [4]:

- страхование инвестиционных рисков путем заключения со строительной компанией контракта «под ключ» с фиксированной стоимостью проекта и возмещением возможных убытков;
- для максимальной нагрузки в регионах и корректировки прогноза потребления электроэнергии нужно осуществлять маркетинг рынка;
- партнерство в энергетике среди государственных компаний и частных, а именно механизмы, такие как заключение договоров создания резервов мощности или поставки мощности;
- для увеличения надежности снабжения топливом осуществляются заключения долгосрочных договоров с поставщиками топлива;
- для уменьшения цен на топливо и иные материалы осуществляют закупки через конкурсы.

Разработкой систем по управлению рисками на сегодняшний день энергетические компании заняты в процессе своего функционирования [3].

В различных компаниях имеются свои созданные системы по управлению рисками, например, как в компаниях ОАО «РАО Энергетические системы Востока», ОАО «ОГК-1».

Одним из элементов интегрированной системы менеджмента OIMS является процесс по управлению рисками в ОАО «РАО Энергетические системы Востока».

Для оптимизации рисков с помощью страхового аутсорсинга используется корпоративный механизм, являющийся основой в комплексной системе по управлению рисками в ОАО «ОГК-1».

Оптимизация рисков с помощью страхового аутсорсинга осуществляется за счет корпоративного механизма, который обеспечивает стабильность и защиту от различных рисков как изнутри, так и внешне [3].

Операционные риски заслуживают повышенное внимание в рамках управления рисками энергетических компаний. Операционными рисками в функционировании энергетических компаний являются риски потерь, а именно прямых или косвенных.

На сегодняшний день огромное количество информационных решений существует, за счет которых становится возможным не просто управление рисками энергетических компаний, а эффективное и оптимальное. [5].

При использовании системы SAS EGRS в энергетических компаниях для управления рисками позволит в первую очередь сформировать данные о простоях оборудования.

Далее потребуется произвести расчет возникших затрат и тех затрат, которые потребуются на ремонт. Основываясь на такой информации, можно в дальнейшем структурировать материалы для последующего использования при разработке методов реагирования, в том числе с целью управления денежными потоками и бюджетирования [6].

После следует автоматически оценить возможные потери и вероятность поломки и простоев оборудования, что происходит на основании представленных данных. Таким образом, важно уделять большее внимание на использование современных автоматизированных систем и программ при работе с системами управления операционными рисками энергетических компаний [7].

По результатам анализа управления рисками энергетических компаний было подтверждено, что такому процессу, как управление рисками важно уделять внимание. Также особое внимание следует акцентировать на операционных рисках в рамках функционирования компаний в отрасли электроэнергетики. Благодаря автоматизированным системам возможно наиболее результативное и оптимальное управление операционными рисками энергетических компаний. Как один из вариантов таких систем рекомендуется к использованию система SAS EGRS.

Литература:

1. Вишняков Я.Д., Радаев Н.Н. Общая теория рисков: учебное пособие для студентов высших учебных заведений. 2-е изд., испр. М.: Академия, 2008. С. 368.
2. Афанасьева М.В. Развитие систем риск-менеджмента современных энергетических компаний // Стратегические решения и риск-менеджмент, 2015. № 1. С. 90-97.
3. Камчатова Е.Ю., Костенко А.В. Риски энергетических компаний // Вестник университета, 2016. № 11. С. 69-74.
4. Камчатова Е.Ю. Управление рисками генерирующих энергокомпаний // Вестник университета, 2018. № 2. С. 50-56.

5. Когденко В.Г. Исследование рисков компаний в рамках стейкхолдерского подхода к анализу // Экономический анализ: теория и практика, 2018. № 17. С. 1051-1072.

6. Управление рисками в энергетической компании. - [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.it.ru/upload/iblock/c35/УПРАВЛЕНИЕ%20РИСКАМИ%20В%20ЭНЕРГЕТИКЕ.pdf> (дата обращения: 23.11.2023)

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ ЭНЕРГИИ

М.А. Михайлов, В.М. Чаптыкова, Ю.В. Дронова
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, Maksim.Mihaylov.22.10.01@mail.ru
Научный руководитель: Дронова Ю.В., к.э.н., доцент

Динамика основных показателей развития энергетического рынка отражает как ситуацию в экономике в целом, так и основные ожидания потребителей. В докладе рассмотрен вопрос о влиянии макроэкономики на динамику основных показателей рынка энергии.

The dynamics of the main indicators of energy market development reflect both the situation in the economy as a whole and the basic expectations of consumers. The report examines the issue of the influence of macroeconomics on the dynamics of the main indicators of the energy market.

Рынок электроэнергии в РФ создавался как свободное рыночное пространство, но с регулированием со стороны государства. На этапе создания рынка предполагалось, что влияние регулятора будет незначительным, однако с течением времени это влияние нарастало. У многих субъектов рынка это вызывало негативную реакцию, но большинство экспертов сходились во мнении, что усиление контроля способствует снижению волатильности и увеличению прогнозируемости цен на рынке. События 2022 года привели к кардинальному изменению ситуации в экономике РФ. Хотя ОРЭМ был практически внутривнутристрановым рынком с минимальной долей торговли с иностранными субъектами, показатели рынка, как оказалось, сильно зависят от макроэкономики.

Для оценки перспектив рынка используют различные методы прогнозирования экономических процессов. ОРЭМ является специфичным рынком вследствие особенности электроэнергии как товара. Поэтому некоторые оценочные показатели,

стандартизированные для прогнозирования развития рынка, не являются справедливыми для оценки прогнозирования электроэнергетического рынка.

Однако, в большинстве стран для оценки перспектив развития электроэнергетического рынка используют следующие показатели [6]:

- Прогноз развития динамики цен;
- Прогноз зарегулированности рыночных механизмов;
- Прогноз доступности рынка для участников;
- Влияние политических факторов на показатели энергетического рынка.

На рисунке 1 представлен прогноз цен по ценовым зонам.

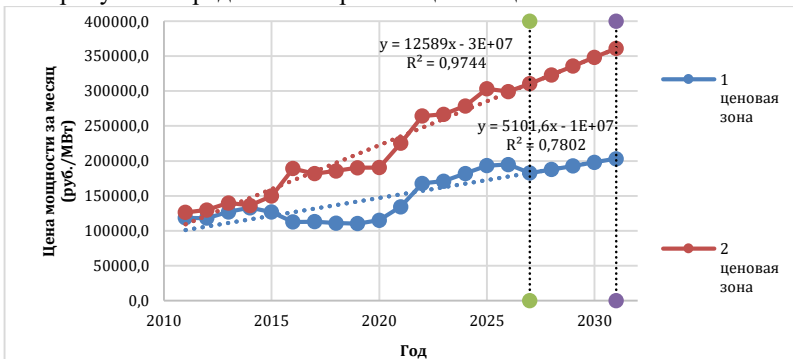


Рис. 1 – Тенденция цены мощности по ценовым зонам (руб./МВт)

Цена на рынке мощности продолжает увеличиваться без резких колебаний, что является положительным для будущего рынка и его развития, стоимость мощности составляет до 50% в цене для конечного потребителя.

Аналогичная ситуация и с объемами мощности (Рисунок 2).

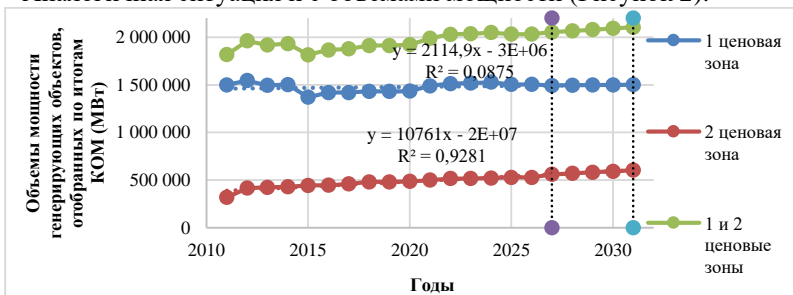


Рис. 2 – Тенденция объемов мощности генерирующих объектов, отобранных по итогам КОМ (МВт)

По линиям тренда на рисунке 2 видно, что объемы мощности генерирующих объектов, отобранных по итогам КОМ за рассматриваемый для 1-й ЦЗ находятся в стагнации – параллельна оси, а для 2-й ЦЗ имеют незначительный рост. Выходит, что, не смотря на ежегодное увеличение количества субъектов рынка, тенденция объёмов мощностей генерирующих объектов непропорциональна этим показателям. Возможно, это связано с тем, что с годами увеличивается количество маломощных станций. Однако, как было установлено при анализе «развитости» рынка, мощности конкурентного отбора мощности достаточно внушительные, что говорит о конкуренции на рынке. Таким образом, даже с учётом незначительного увеличения объемов мощностей КОМ, уровень конкуренции, для прогнозируемого периода, будет удовлетворительным.

На рисунке 3 показана динамика количества участников.

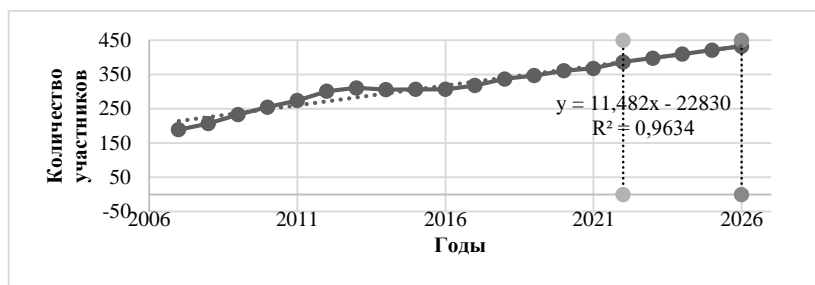


Рис. 3 – Прогноз количественного изменения участников оптового рынка

Коэффициент корреляции равен 0,97. Прогноз – достоверный. Количество субъектов увеличивается с годами по линейному тренду. Ситуация 2022 года не оказала существенного изменения на количественный состав рынка.

Инфляция по итогам 2022 года в России составила 11,94% после 8,39% в 2021 году, следует из данных Росстата [4]. Однако по данным многих исследований, исходя из роста цен в различных секторах рынка, рост инфляции искусственно сдерживается. Очевидно, что это сказалось и на электроэнергетике. Необходимо подробнее выяснить, к каким последствиям это уже привело и что правительство противопоставило вытекающим из неблагоприятной ситуации обстоятельствам. Также нужно оценить, что ждёт рыночные показатели и в какую сторону исказились рассчитанные прогнозы на основе многолетней ретроспективы.

1) Влияние санкций на ОРЭМ

- Резкий рост цен на оборудование и материалы для строительства, модернизацию и топливное обеспечение ТЭК. Сокращение часов работы импортозависимого оборудования;

- Риски из-за возможного скачка цен на топливо;
- Перегрузка отечественных заводов и отсутствие испытательных центров;

2) Ответные меры для сохранения устойчивости рынка

- Действие энергетических компаний, попавших в санкционный список [3];

- Увеличение рыночного регулирования для различных механизмов ОРЭМ;

Меры, предложенные Минэнерго, могут изменить устоявшиеся правила работы на рынке, снизить ответственность энергетиков и перевести принятие решений на уровень правительства, что в конечном итоге приведет к увеличению рыночного регулирования:

- Установить особый режим начисления штрафов за задержку вводов объектов модернизации ТЭС и новой ВИЭ-генерации (Кольская ВЭС, например);

- Наделить правительство возможностью вносить изменения в сроки начала и окончания поставки мощности проектов, прошедших конкурсные отборы;

- Корректировка КОМ: Изменение угла наклона кривой спроса для готовности к резкой просадки спроса на 2022-й год;

- В первоочередном порядке разрешить энергокомпаниям с госучастием направлять прибыль за 2021 г. на реализацию инвестиционных программ без выплаты дивидендов.

Помимо этих мер были предприняты ещё множество других мер. Необходимо оценить положение ОРЭМ, после самого глобального вызова для энергетического сектора нашей страны.

Благодаря этим мерам тенденции рынка энергии не претерпели существенных изменений относительно вариантов энергетической стратегии.

Литература:

1. АТС. Годовой отчёт // [электронный ресурс] /url: https://www.atsenergo.ru/sites/default/files/reportdocs/2022/06/go_ats_2021.pdf - 146 с. (дата обращения 22.10.2022).

2. Интерфакс // [электронный ресурс] /url: <https://www.interfax.ru/business/885210> (дата обращения 04.02.2023).

3. Financial times // [электронный ресурс] /url: <https://www.ft.com>

//www.ft.com/content/b9f3bc37-396c-4097-8d00-61f096bf8b7e (дата обращения 28.04.2023).

4. Коммерсант // [электронный ресурс] /url: <https://www.kommersant.ru/doc/5771639> (дата обращения 28.05.2023).

5. НП Совет рынка// [электронный ресурс] /url: <https://www.np-sr.ru/ru/market/cominfo/rus/index.htm> (дата обращения: 20.11.2022).

6. Анализ и исследования товарных рынков [электронный ресурс] /url: https://vvs-info.ru/helpful_information/poleznaya-informatsiya/prognoz-razvitiya-rynka/ (дата обращения 21.04.2023).

КОНСОЛИДАЦИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ И СОЗДАНИЕ ЕДИНЫХ ЦЕНТРОВ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

В.С. Паутов, Е.А. Гришина

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, pautov.v-1987@mail.ru

Научный руководитель: к.э.н., доцент Е.А. Гришина

Вопрос обеспечения надежного электроснабжения потребителей, оперативное восстановление нарушенного неблагоприятными погодными условиями или авариями энергоснабжения имеет стратегическое значение для обеспечения энергобезопасности страны. В данной статье рассматриваются вопросы консолидации территориальных сетевых организаций (ТСО) и введение в регионах системообразующих ТСО (СТСО) как центров ответственности за надежное энергоснабжение. Анализ проводился по данным АО «Региональные электрические сети».

The issue of ensuring reliable power supply to consumers and prompt restoration of power supply disrupted by adverse weather conditions or power failures is of strategic importance for ensuring the country's energy security. These theses discuss the issues of consolidation of territorial grid organizations (TGOs), the emergence in the regions of systemically important TGOs (STGOs) as centers of responsibility for reliable energy supply. The analysis was carried out based on data from Regional Electrical Grid (JSC).

Одним из основных направлений развития электросетевого комплекса является консолидация сетевых организаций, то есть процесс слияния, при котором две или более электросетевых компаний объединяются в одну.

Целью консолидации является обеспечение высоких стандартов качества и надежности энергоснабжения потребителей, а также обеспечение энергетической безопасности за счет внедрения единых

принципов оперативно-технологического управления, единых требований технической и эксплуатационной политики.

Необходимость консолидации обуславливается следующими факторами:

1. Трудность управления работой разрозненных компаний, отличающихся по объемам своей деятельности.

2. Низкая эффективность использования энергоресурсов, потому что раздробленность структуры электросетевого комплекса приводит к потерям электроэнергии на передачу и распределение, что увеличивает затраты на ее производство.

3. Раздробленная структура ограничивает возможности для внедрения и использования новых технологий в энергетической отрасли, так как часть котловой выручки используется неэффективными сетевыми организациями [1, с 2].

Наличие статуса территориальной сетевой организации (ТСО) для сетевой компании является одним из ключевых условий развития в электросетевой отрасли в условиях консолидации отрасли.

Критерии отнесения к ТСО представлены в таблице в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 N 184 (ред. от 31.08.2023).

Таблица 1. Критерии ТСО

Количественные критерии			
	2023	2024	2025
1. Мощность трансформаторных подстанций, МВа	15	30	150
2. Протяженность линий электропередач, км	20	50	300
Качественные критерии			
3. Не более 2-х фактов снижения регулятором тарифа за ненадлежащее исполнение требований по качеству и надежности в последние 3 периода регулирования			
4. Выделенный абонентский номер			
5. Официальный сайт			
6. Соблюдение запрета на совмещение видов деятельности			

Согласно этому документу, для получения или подтверждения статуса ТСО на 2023 год «электросетевая организация должна иметь в своем распоряжении не менее 15 МВА мощности трансформаторных подстанций, не менее 20 км линий электропередачи». Ежегодно параметры мощности подстанций и длины линий электропередачи увеличиваются, что стимулирует компании расширять свою

деятельность для сохранения или приобретения статуса ТСО, или, наоборот, отдавать свои активы более эффективной сетевой организации в случае несоответствия необходимым критериям [2].

В 2022 году статусом территориальных сетевых организаций обладали 1396 электросетевых компаний, а в 2023 году их число сократилось до 1291. К 2025 планируется сокращение этого количества до 300-400 организаций. При реализации данного плана в каждом регионе будут осуществлять деятельность по передаче электроэнергии примерно 3-4 крупных электросетевых компаний.

При снижении темпов консолидации и сохранении неэффективно работающих сетевых организаций может возникнуть необходимость ужесточить и увеличить требования к статусу территориальных сетевых организаций.

Оценим деятельность АО «РЭС» по критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

АО «РЭС» владеет на праве собственности и на ином законном основании (на основании заключенных договоров аренды) трансформаторными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах Новосибирской области, сумма номинальных мощностей которых составляет 10 838,412 МВА, что соответствует пункту 1 критериев 2023 года (см. таблицу).

АО «РЭС» владеет на законном основании воздушными и кабельными линиями электропередачи, расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах Новосибирской области, непосредственно соединенными с трансформаторными подстанциями, сумма протяженностей которых по трассе составляет 61 393,40 км, что соответствует пункту 2 критериев 2023 года.

Факты применения департаментом по тарифам в отношении АО «РЭС» понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и

оказываемых услуг, или непредставления таких данных, отсутствуют, что соответствует пункту 3 критериев.

У АО «РЭС» имеется выделенный абонентский номер для обращения потребителей услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению, что соответствует пункту 4 критериев.

У организации имеется официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» - www.eseti.ru, что соответствует пункту 5 критериев.

АО «РЭС» соответствует пункту 6 критериев, которым предусмотрено «отсутствие во владении и пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и розничных рынках электрической энергии».

Как крупнейшая электросетевая компания АО «РЭС» продолжает системную работу по консолидации электросетевой инфраструктуры. Только за первое полугодие 2023 года АО «РЭС» приобретено в собственность 99 км линий электропередачи и 26 трансформаторных подстанций, в аренду взято еще 60 объектов электросетевого хозяйства. Также была создана постоянно действующая комиссия по приобретению объектов электросетевого хозяйства (ОЭСХ); разработаны принципы оценки технического состояния, правового статуса и порядок приобретения ОЭСХ, проведена ревизия бесхозных ОЭСХ и по её результатам определены типовые мероприятия по выявлению и признанию права собственности на бесконтрольно функционирующие объекты.

Также процесс консолидации предполагает установление статуса системообразующей территориальной сетевой организации (СТСО) в регионе как единого центра ответственности за оказание услуг по передаче электроэнергии и ликвидации аварий. Целью такого нововведения является обеспечение высоких стандартов качества и надежности энергоснабжения потребителей.

Литература:

1. Файн Борис Ильич, Репетюк Сергей Вячеславович Консолидация электросетевого комплекса Российской Федерации: проблемы и результаты// Экономическое развитие России. 2021. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/konsolidatsiya-elektrosetevogo-kompleksa-rossiyskoy-federatsii-problemy-i-rezultaty> (дата обращения: 07.11.2023).

2. Постановление Правительства РФ от 28.02.2015 N 184 (ред. от 31.08.2023) "Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям"

3. Проект стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации на период до 2035 года

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ

П.Б. Терещенко, Е.А. Гришина

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, polinater0211@gmail.com**

Научный руководитель: к.э.н., доцент, Е.А. Гришина

Повышение энергоэффективности и энергосбережение – актуальное направление энергетических стратегий стран мира, позволяющее рационально использовать энергоресурсы, снизить негативное воздействие на окружающую среду и повысить инновационный потенциал развития отраслей. В данной статье рассматривается достижение целей в этом направлении с использованием технологий информационного моделирования (BIM) и энергомоделирования (BEM) зданий.

Improving energy efficiency and energy conservation is an urgent direction of the energy strategies of the countries of the world, which makes it possible to use energy resources rationally, reduce the negative impact on the environment and increase the innovative potential of the development of industries. This article discusses the achievement of goals in this direction using information modeling (BIM) and energy modeling (BEM) technologies of buildings.

Повышение энергоэффективности — одно из основных направлений, которое активно поддерживается и регулируется на законодательном уровне. Так например, в 2009 году был принят Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ», вместе с которым пришло такое понятие, как класс энергоэффективности. В Постановлении Правительства

Российской Федерации от 9 сентября 2023 г. № 1473 «Об утверждении комплексной государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Российской Федерации» говорится об увеличении выбросов парниковых газов и о необходимости реализации мер по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, так как это способствует сокращению выбросов. Строительство энергоэффективных зданий («зеленое» строительство) может внести значительный вклад в решение данной проблемы.

Энергоэффективность здания является важным показателем, влияющим на стоимость его эксплуатации. При проектировании необходимо учитывать значительное количество параметров, таких как климат рассматриваемой местности, ориентация по сторонам света, характеристики используемых материалов и оборудования, возможные пути компьютерного управления системами вентиляции, освещения, отопления, кондиционирования и др. [1].

Радикально упростить задачу проектирования энергоэффективных зданий позволяет технология информационного моделирования зданий, или BIM (от Building Information Modelling). BIM-технология — современный метод, позволяющий отслеживать процесс строительства с момента планирования конструкции до момента сдачи строения в эксплуатацию, что приводит к снижению стоимости планирования и строительства, к сокращению сроков реализации проекта, к уменьшению количества ошибок в проектной документации, а также к повышению точности в расчетах. BIM – проектирование может применяться не только при строительстве новых зданий, но и при оптимизации ремонтных работ и реконструкции. В результате можно создавать высокодетализированные 3D-модели здания, обогащенные необходимой информацией, например: данными о показателях теплопроводности строительных материалов, техническими характеристиками оборудования и пр. [2].

Для BIM-проектирования используются зарубежные программные комплексы, к ним относятся Civil 3D, ArchiCAD, Revit, а также отечественные - Renga, nanoCAD, семейство BIM WIZARD, Model Studio CS [3].

В рамках одного проекта или информационной модели могут одновременно разрабатываться архитектурные, инженерные и конструктивные решения. При этом изменение одного элемента BIM-модели автоматически приводит к изменению связанных с ним разделов и элементов.

Согласно Постановлению Правительства № 331 с 1 января 2022 года использование BIM-технологий становится обязательными для компаний, которые выполняют государственные заказы на строительство. Внедрение технологии информационного моделирования положительно сказывается на темпах развития отечественной стройки, так как заметно сокращает количество ошибок при проектировании, ускоряя весь процесс.

Ключевым элементом для снижения энергопотребления здания является проектирование эффективной системы освещения. Так, при планировании освещения основными нормируемыми показателями энергоэффективности являются световая отдача световых приборов и источников света, а также удельная установленная мощность. Программные продукты (например, DIALux, ElectriCS Light) предлагают удобное поэтапное выполнение проекта освещения внутренних и наружных помещений здания с графической презентацией в трехмерном виде.

Оценка энергетической эффективности зданий в рейтинговых системах сертификации «зеленого» строительства, таких как LEED, BREEAM и EGBS осуществляется с помощью компьютерного моделирования энергопотребления здания BEM (Building Energy Modeling).

Технология BEM позволяет произвести подсчет расхода энергии, необходимой для эксплуатации здания в течение определенного промежутка времени (год, квартал, месяц и др.), выделить наименее эффективные с энергетической точки зрения процессы и оптимизировать их. Создание модели энергопотребления здания помогает подобрать идеальный баланс оснащения и расходов для каждого конкретного случая отдельно [4].

BEM-моделирование является современным и точным инженерным инструментом, позволяющим принимать решения по уменьшению сроков, стоимости реализации проекта и эксплуатации здания, а также помогает решить задачи по уменьшению негативного воздействия на окружающую среду. Применять моделирование энергопотребления зданий можно как на этапе проектирования, что позволит избежать лишних затрат в дальнейшем, так и после завершения строительства объекта, когда проводится оптимизация уже существующих расходов. Для BEM-моделирования используются программные комплексы IESVE, EnergyPlus, DesignBuilder и другие.

Таким образом, добиться значительного снижения ресурсопотребления можно только при комплексном подходе к проектированию, что включает в себя все этапы создания

пространственной модели здания с оптимальными характеристиками его оболочки и эффективным энергопотреблением, а также наблюдение результатов эксплуатации после строительства объекта.

Именно связка технологий BIM и энергомоделирования зданий BEM в проектировании позволяет продумать все процессы внутри смоделированного пространства и внедрить их на практике. При создании проекта в первую очередь модель (архитектурные и дизайнерские решения, расположение систем снабжения здания, формирование документации) формируется в программном обеспечении для BIM-моделирования. Далее 3D-геометрия здания упрощается и импортируется в BEM-среду, где и происходит расчет энергоэффективности, и, если это необходимо, внесение правок, обновление модели и повторение цикла.

Литература:

1. Методические рекомендации по расчету эффектов от реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. – 2016. – 56с.

2. Султанова А.Д. Особенности технологии информационного моделирования зданий (BIM-технологии) [Электронный ресурс]// Научный журнал Modern Science. – 2019. – URL: <https://qje.su/ekonomicheskaya-teoriya/moskovskij-ekonomicheskij-zhurnal-5-2021-59/> (дата обращения: 08.11.2023). – doi: 10.24412/2413-046X-2021-10315

3. Российские BIM-технологии: проектирование систем электроснабжения в Model Studio CS [Электронный ресурс] /Хабр. – 2021. – URL: <https://habr.com/ru/company/nanosoft/blog/581434/> (дата обращения: 08.11.2023).

4. Энергомоделирование зданий [Электронный ресурс]. – 2021. – URL: <https://цэи.рф/энергомоделирование-зданий/> (дата обращения: 09.11.2023).

СТРАТЕГИИ РАБОТЫ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ

В.М. Чаптыкова, М.А. Михайлов, Ю.В. Дронова
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, vladachaptykova0809@mail.ru
Научный руководитель: Дронова Ю.В., к.э.н., доцент

Развитие малой генерации является приоритетным во всех странах мира. В РФ еще не накоплен практический опыт по формированию стратегии малой генерации на рынке. Существует три основных стратегии: работа с гарантирующим поставщиком, работа с крупными потребителями, работа с сетевыми компаниями.

The development of small-scale generation is a priority in all countries of the world. The Russian Federation has not yet accumulated practical experience in developing a small-scale generation strategy on the market. There are three main strategies: working with a supplier of last resort, working with large consumers, working with network companies.

За последние 20-30 лет в мировой электроэнергетике произошли существенные перемены. Одной из самых важных является ориентир развития современной электроэнергетики на малую генерацию и существенное снижение доли строительства новых больших объектов генерации. Такая смена ориентиров происходит во всех развитых странах, в РФ также намечаются эти тенденции. При этом речь идет не об установках ВИЭ, а о малых генерирующих объектах, типа ПГУ, ГТУ и т.д.

Причинами этого являются несколько основных «достоинств» малой генерации:

- Малый срок строительства и возможность быстрого ввода в эксплуатацию.
- Возможность работать на рынке коммерческих инвестиций (инвестиционные ресурсы без поддержки государства) и быстрый срок окупаемости.
- Прекращение эффекта «масштаба производства».

Все вышеперечисленное приводит к возможности рассматривать малую генерацию как альтернативу большой при оценке эффективности системы энергоснабжения на стадии разработки проектов для новых потребителей.

В России существует категория объектов генерации, работающих в изолированном режиме, вне состава ЕЭС. Подобная генерация позволяет снизить стоимость электроэнергии на 3 рубля за кВт*ч,

несмотря на высокие эксплуатационные расходы (Рисунок 1) [4].

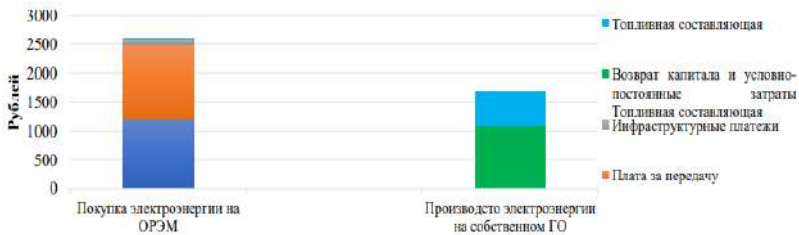


Рис. 1 – Сравнение стоимости электроэнергии для предприятий при покупке на рынке/использовании собственной генерации [4]

Принятая в РФ целевая модель розничного рынка энергии (РРЭ) предполагала, что основной концепцией торговли энергией будет конкуренция между гарантирующими поставщиками (ГП) и независимыми энергосбытовыми компаниями (НЭСК) в части поиска конечных потребителей, а основным инструментом - гибкость в заключении договоров на оптовом рынке энергии и мощности (ОРЭМ), т.е. ГП и НЭСК будут ориентированы на активную работу на оптовом уровне, за счет чего смогут предлагать потребителям розничного рынка более низкие цены. В такой модели РРЭ роль розничных генераторов предполагалась незначительной, поэтому нормативно-правовые акты (НПА) были ориентированы в основном на то, что розничная генерация будет реализовывать все излишки своей энергии через ГП региона [1]. В рамках действующих НПА можно выделить несколько основных стратегий:

Стратегия №1 - Продажа владельцем энергии гарантирующему поставщику.

Условия реализации: покупателем по договору является ГП, в зоне действия которого расположена точка поставки владельца энергии.

Существенные условия договора:

1. определение объема поставки по договору – по договоренности сторон.

2. определение стоимости поставки по договору – зависит от цены энергии и мощности, сложившейся в ГТП, отнесенная к узлу расчетной модели ОРЭМ, к которой присоединена точка поставки розничного генератора [2].

Оценка экономического эффекта от работы по стратегии №1

Расчет доходов по ДКП производится по формуле (1):

$$D = (CBHЦЭ - \Delta) * \mathcal{E}, \quad (1)$$

где СВНЦЭ - средневзвешенная нерегулируемая цена на энергию на оптовом рынке, определенная коммерческим оператором оптового рынка для соответствующего гарантирующего поставщика в отношении каждого часа. СВНЦЭ включает в себя стоимость по результатам отборов на РСВ и результаты торгов (индекс торгов и объемы торгов) на БР [3];

Δ – скидка к цены на электрическую энергию, размер которой согласуется сторонами договорам (в нашем случае составляет 5%);

\mathcal{E} – Объем энергии для продажи.

Стратегия №2 - Продажа энергии розничным владельцем энергии сетевой организации

Условия реализации: покупателем по договору может являться ТСО, расположенная только в зоне ГП, в которой расположен розничный генератор.

Существенные условия договора:

1. определение объема поставки по договору;
2. определение стоимости поставки по договору.

Ценообразование на услуги по передачи энергии также является регулируемым и происходит по принципу расчета НВВ на период регулирования. Действующее правовое поле в области ценообразования на услуги по передаче энергии позволяет использовать ТСО несколько вариантов расчета НВВ сетевой компании. Значительная составляющая НВВ — это затраты на покупку потерь. Большинство ТСО используют метод долгосрочной индексации тарифов, в соответствии с которым стоимость покупки потерь исчисляется по формуле (2):

$$HBB_{nom} = C_n * \mathcal{E}_{пот}, \quad (2)$$

где HBB_{nom} – необходимая валовая выручка сетевой компании;

C_n - прогнозная цена покупки потерь;

$\mathcal{E}_{пот}$ – энергия приобретаемая сетями на компенсацию потерь.

Механизм ценообразования в отношении стоимости потерь (НВВ на оплату потерь) установлен пунктом 81 Основ ценообразования и пунктом 13 Методических указаний [2].

Стратегия №3 - Продажа энергии розничным владельцем энергии крупным потребителям

Условия реализации: покупателем по договору может являться только конечный потребитель, чьи энергопринимающие устройства (точки поставки) находятся в границах зоны ГП, внутри которой владелец энергии подтверждает право владения энергией.

Сегодня есть 3 основные стратегии: работа с гарантирующим поставщиком, с мощностью крупному потребителю с большим электропотреблением. Но стоит понимать, что работа с ним предполагает установку АСКУЭ, и это уменьшит совокупный доход. Наиболее интересный вариант работы с точки зрения экономики это работа с сетевыми компаниями. Но с их стороны можно ожидать отсутствие интереса по причине необходимости ведения дополнительных расчетов с ГП при определении объемов потерь, приобретаемых у ГП. Остаётся гарантирующий поставщик, связь с которым не будет иметь посредников, а окажется интересна обеим сторонам. Стратегия с гарантирующим поставщиком является более простой, выгодной и реальной на сегодняшний день. сетевой организацией и крупным потребителем. Сравнение разных стратегий показало, что выгоднее всего продавать энергию и

Литература:

1. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 27.05.2023) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии") // Справочно-правовая система «Консультант Плюс». - Режим доступа: локальный.

2. Приказ Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 г. N 98-э "Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» // Справочно-правовая система «Консультант Плюс». - Режим доступа: локальный.

3. Администратор торговой системы// URL: <https://www.atsenergo.ru> // (дата обращения: 1.08.2023).

4. Тренд времени - распределенная генерация: как он реализуется в России, и как влияет на отрасль / Молодежный глобальный прогноз развития энергетики [Электронный ресурс] // URL: <https://nauchkor.ru/uploads/documents/5f5d2867ab539300018359cf.pdf> (дата обращения: 12.09.2023)

КЛИМАТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА РОССИИ КАК СТИМУЛИРУЮЩИЙ ФАКТОР ПРИМЕНЕНИЯ ЭКОЛОГИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

К.Е. Ямзин, Е.Н. Троянова
Югорский государственный университет
г. Ханты-Мансийск, yamzin2001@mail.ru
Научный руководитель: Троянова Е.Н. канд.экон.наук., доцент

В статье рассмотрена проблема влияния утвержденной климатической политики России на развитие энергетического сектора экономики. Авторами проанализированы основные направления внедрения новых экологических технологий на предприятиях энергетики. Сделана попытка спрогнозировать ожидаемый экологический эффект от использования новых технологий и альтернативные источники электроэнергии, их место в стратегическом развитии энергетической отрасли России.

The article considers the problem of the influence of the approved climate policy of Russia on the development of the energy sector of the economy. The authors analyzed the main directions of the introduction of new environmental technologies at energy enterprises. An attempt is made to predict the expected environmental effect from the use of new technologies and alternative sources of electricity, their place in the strategic development of the Russian energy industry.

Климат является ключевым фактором, который влияет на энергетическую отрасль и процессы выработки электроэнергии. Изменения в климате, такие как глобальное потепление, экстремальные погодные явления и изменение сезонности, имеют прямой и косвенный эффект на работу энергетических систем.

На основе проведенных научных исследований и анализа в Российской Федерации, других государствах и регионах мира изменения климата и влияния последствий такого изменения на различные отрасли экономики, население и окружающую среду с учетом результатов работ, связанных с практическим использованием климатических данных органами государственной власти президентом РФ 26 октября 2023 года была утверждена новая Климатическая доктрина. Она представляет собой систему взглядов на цели, основные принципы, задачи и механизмы реализации единой государственной политики по вопросам, связанным с изменением климата и его последствиями [1].

Особое внимание следует уделить высокой скорости глобального потепления из-за хозяйственной деятельности человека, в частности, выбросов парниковых газов. Последствия изменения климата

проявляются на глобальном, региональном, субрегиональном и национальном уровнях [1].

Ключевой целью климатической политики является достижение баланса между антропогенными выбросами и их поглощением к 2060 г. Наша страна намерена полностью выполнить международные обязательства по сокращению выбросов парниковых газов. В связи с этим главной задачей Климатической доктрины является создание и реализация конкретных мер по снижению антропогенного воздействия на климат, разработка комплекса мероприятий, которые обеспечивают сокращение выбросов парниковых газов. Именно поэтому возрастает роль повышения энергетической эффективности во всех отраслях экономики, развития использования возобновляемых и альтернативных источников энергии [1].

Ввиду изменений в климатической политике нашей страны особую актуальность приобретают инновационные доступные технологии (далее ИДТ), способствующие модернизации оборудования электроэнергетики и смягчению антропогенного воздействия на климат.

ИДТ - это технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения [2]. Принцип ИДТ объединяет в себе следующий комплекс мер по регулированию воздействия парниковых газов на окружающую среду [4]:

- внедрение ресурсосберегающих, энергоэффективных технологий;
- разработку программ осуществления мероприятий по сокращению выбросов, сбросов и образованию твердых отходов;
- организация экологического мониторинга функционирования энергетических предприятий.

Наиболее губительное воздействие на окружающую среду оказывают выбросы твердых частиц, оксидов серы SO₂, оксидов азота NO_x. Для эффективного снижения выбросов твердых частиц следует использовать следующие технологии ИДТ [3]:

- электрофильтр, снижение выбросов до 99 %;
- рукавный фильтр, снижение выбросов до 99,5–99,9 %;
- эмульгатор, снижение выбросов до 99,5–99,9 %;
- мокрый скруббер, снижение выбросов до 99,5–99,9 %;

Важной задачей энергетических предприятий является контроль за количеством выбросов оксидов серы SO₂, для снижения уровня выбросов данного газа следует использовать следующие технологии [3]:

- мокрая сероочистка, снижение выбросов до 95–99,5 %;

- мокрый скруббер Вентури, снижение выбросов до 50 %;
- полусухая сероочистка, снижение выбросов до 50–90 %.

Также необходимо учитывать количество выбросов оксидов азота NO_x, для снижения выбросов данного газа используют следующие технологии [3]:

- селективное некаталитическое восстановление, снижение выбросов до 30–70%;
- малотоксичные горелки, снижение выбросов до 30–60%;
- многоступенчатое сжигание, снижение выбросов до 15–60%;
- рециркуляция дымовых газов, снижение выбросов до 10–60%.

Интеграция перечисленных технологий позволит снизить губительное воздействие на окружающую среду ТЭС, ГЭС, ГРЭС посредством выбросом парниковых газов. Принцип НДТ обеспечивает повышение экологической безопасности как главных потребителей электроэнергии так и государства в целом[7].

За последние 5 лет с 2018 г. по 2022 г. потребление электроэнергии выросло на 4,8%. Общая установленная мощность электростанций России на начало 2023 года составляет 247 601,8 МВт, что на 0,41% выше значений начала 2022 года [5]. Более наглядно представим структуру главных потребителей электроэнергии России в 2022 г. на рисунке 1.

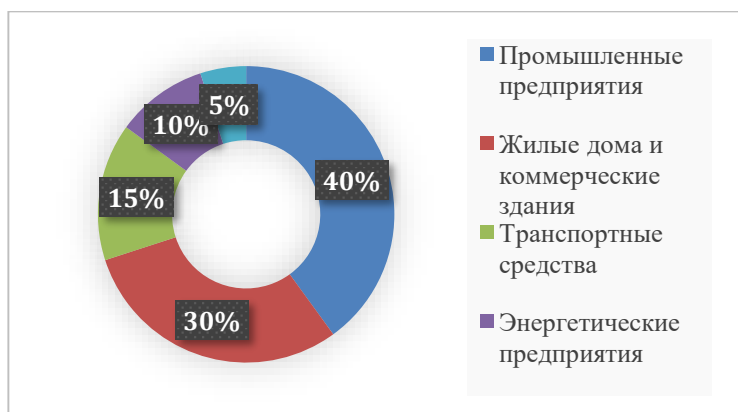


Рис. 1 – Главные потребители электроэнергии России в 2022 г.

В 2022 г. доля потребления промышленными предприятиями энергии составила 20%. Исходя из представленных данных можно сделать вывод, что на начало 2023 году главным потребителем электроэнергии в России являются промышленные предприятия 40%

всего потребления энергии, что на 20% больше чем в предыдущий период. Данная динамика свидетельствует о росте потребления энергии промышленными предприятиями, большую долю в данном росте занимает оборонно-промышленный комплекс об этом говорит большое количество открытых новых заводов в Ижевске, Ульяновске, Новосибирске и других городах. К 2028 году предполагается рост потребления электроэнергии на 11,48% [5]. Можно сделать вывод о дальнейшем значительном росте потреблении электроэнергии оборонными предприятиями в 2024—2026г г.

Одним из приоритетов стратегического развития энергетической отрасли России является развитие альтернативных источников энергии. Поскольку с ростом потребности электроэнергии за счет роста оборонной-промышленности, происходит резкий рост загрязнения атмосферы и окружающей среды. За первое полугодие 2023 г. доля ВИЭ в потреблении электроэнергии в России составила 0,8%, доля энергии ВЭС здесь 0,56%, СЭС – 0,22%, а ГЭС – 0,02% [6]. С января по июль 2023 г. в России введены в строй пять зеленых электростанций, из них во втором квартале – три. Всего по состоянию на 1 июля 2023 г. в России в рамках программы стимулирования развития ВИЭ-генерации введено в эксплуатацию 70 СЭС общей мощностью 1788,3 МВт, 25 ВЭС на 2360,0 МВт и 5 ГЭС на 70,7 МВт [6].

Повышение потребности в электроэнергии и рост экологических требований особо вызывает актуальность развития новых Атомных электростанций (далее АЭС). АЭС экологичнее других видов электростанций и почти на 100% их выбросы - это инертные радиоактивные газы, при этом CO₂ практически не выделяется. В 2023 г. доля выработки электроэнергии АЭС из общего числа электростанций составляет 19,94%, а доля ТЭС в выработке энергии 60,73% [5].

В заключение следует отметить, что климатические условия имеют значительное влияние на энергетическую отрасль и выработку электроэнергии. В новой Климатической доктрине особо отмечена необходимость инвестирования в разработку и внедрение новых технологий, повышение энергоэффективности, а также в создание и развитие альтернативных источников выработки электроэнергии.

Литература:

1. Указ президента РФ 26 октября 2023 г. N 812 «Об утверждении климатической доктрины российской федерации».

2. Макаревич, Л. В. О наилучших доступных технологиях в области электроэнергетики и энергосбережения / Л. В. Макаревич, В. Д. Ковалев. — Текст: непосредственный // Энергетическая политика. — 2017. — № 2. — С. 19-26.

3. Проекты по снижению выбросов и недопущению негативного воздействия на окружающую среду. — Текст: электронный // Атлас инвестиций российско-китайского энергетического сотрудничества: [сайт]. — URL: <https://rcebf.com/atlas/ru/conventional-power-generation-industry/projects-reduce-emissions-prevent-aei.html#!> (дата обращения: 09.11.2023).

4. Наилучшие доступные технологии (НДТ): внедрение и развитие. — Текст: электронный // EcoStandard.journal: [сайт]. — URL: <https://journal.ecostandard.ru/eco/kontekst/nailuchshie-dostupnye-tehnologii-ndt-vnedrenie-i-razvitiye/#> (дата обращения: 09.11.2023).

5. Энергетическая система России: прогноз на 2023-2028 годы. — Текст: электронный // Analytics: [сайт]. — URL: <https://conomy.ru/analysis/articles/1020> (дата обращения: 09.11.2023).

6. Доля зеленой электроэнергии в электроэнергетическом потреблении в России всего 0,8%. — Текст: электронный // Ведомости. Устойчивое развитие: [сайт]. — URL: <https://www.vedomosti.ru/esg/reports/articles/2023/08/15/990128-dolya-zelenoi-elektroenergii-v-elektroenergeticheskom-potreblenii-v-rossii-vsego-08> (дата обращения: 09.11.2023).

7. Троянов Е.Н. Современные направления применения искусственного интеллекта в энергетике // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 30нояб–4 дек. 2020 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2020. – Ч. 4. – С. 248-252.

Секция ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА И УЛУЧШЕНИЯ РАБОТЫ ТЭЦ

Н.А Анфертьев

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, onirs@corp.nstu.ru

Научный руководитель: Дворцовой А.И., к.т.н.

В данной работе исследуется применение методов машинного обучения для анализа и оптимизации эффективности работы тепловых электростанций (ТЭЦ) с целью повышения энергетической эффективности и снижения негативного воздействия на окружающую среду.

This study explores the application of machine learning methods for the analysis and optimization of the efficiency of thermal power plants (TPPs) with the aim of enhancing energy efficiency and reducing environmental impact.

Введение. В современном динамичном энергетическом ландшафте, где требования к устойчивости, эффективности и экологической ответственности становятся все более существенными, тепловые электростанции (ТЭЦ) играют ключевую роль в обеспечении стабильности энергосистем. Вмешательства в естественные ресурсы и неэффективное использование энергии могут привести к серьезным последствиям для окружающей среды и экономики.

В данном контексте, актуальность разработки методов анализа эффективности работы ТЭЦ с использованием машинного обучения становится настоящей задачей. Традиционные методы, основанные на тепловом балансе, экономическом анализе и статистических методах, не всегда способны обеспечить высокую точность и гибкость в условиях постоянно меняющихся факторов.

Машинное обучение, как ветвь искусственного интеллекта, предоставляет инновационные инструменты для анализа данных и принятия решений. Применение этих методов в анализе эффективности ТЭЦ обещает повышение точности прогнозирования, оптимизацию энергетических процессов и снижение негативного воздействия на окружающую среду.

В контексте стремительных изменений в энергетической парадигме, где глобальное сообщество постоянно ищет инновационные пути сбалансированного и эффективного использования ресурсов, наша работа призвана внести существенный вклад в область оптимизации

энергетических процессов. Энергетика является стержнем экономики и жизненно важным элементом повседневной жизни. В таком контексте становится все более важной задача не только обеспечивать стабильность энергосистем, но и делать это с минимальным воздействием на окружающую среду.

Применение машинного обучения в анализе эффективности работы ТЭЦ представляет собой перспективное направление исследований, открывающее новые горизонты для оптимизации. Эта технология позволяет учитывать множество факторов, взаимосвязей и изменений в реальном времени, что традиционным методам может быть недоступно. Наша работа направлена на создание интеллектуальных систем, способных самостоятельно адаптироваться к изменяющимся условиям и реагировать на динамические вызовы современной энергетики.

Сложившийся уровень технологического развития открывает уникальные возможности для переосмысления привычных подходов к управлению энергетическими ресурсами. Наша работа нацелена на формирование новой парадигмы, в которой использование данных и технологий искусственного интеллекта становятся неотъемлемой частью управления энергетическими процессами.

Цели и задачи. Целью данной работы является разработка методов анализа эффективности работы тепловых электростанций (ТЭЦ) с использованием машинного обучения с целью повышения энергетической эффективности и снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Задачи исследовательской работы.

- Необходимо провести обширный обзор существующих методов анализа эффективности работы ТЭЦ и применения машинного обучения в энергетической отрасли.

- Провести анализ данных, связанных с работой ТЭЦ, выделить ключевые параметры и переменные, оказывающие влияние на эффективность процессов.

- Создать модели машинного обучения для прогнозирования эффективности работы ТЭЦ на основе анализа данных, включая классификацию отказов, предсказание энергетической производительности и оптимизацию технического обслуживания.

- Разработать методы оптимизации энергетических процессов ТЭЦ на основе результатов моделей машинного обучения с целью повышения энергетической эффективности и снижения потребления ресурсов.

- Исследовать влияние предложенных методов на снижение выбросов и общего экологического следа работы ТЭЦ.

- Провести экспериментальную проверку разработанных моделей на реальных данных ТЭЦ и сравнить полученные результаты с традиционными методами анализа эффективности.
- Оценить применимость разработанных методов в условиях различных ТЭЦ, а также выделить перспективы дальнейшего развития и усовершенствования методологии.

Обзор существующих методов анализа эффективности работы ТЭЦ. Обзор существующих методов анализа эффективности работы тепловых электростанций (ТЭЦ) представляет собой мозаичный ландшафт традиционных и инновационных подходов к оценке производственных процессов. В рамках традиционных методов, таких как тепловой баланс и экономический анализ, акцент делается на измерении расходов на топливо, обслуживание и стоимость произведенной энергии.

Методы математического моделирования, основанные на уравнениях и компьютерном моделировании, добавляют глубину и точность, предсказывая эффективность работы ТЭЦ в зависимости от разнообразных входных параметров. Статистический анализ, включающий анализ временных рядов и корреляционный анализ, позволяет выявить закономерности и взаимосвязи между параметрами. Использование систем SCADA представляет собой шаг в сторону автоматизированного мониторинга и оперативного контроля, обеспечивая реакцию на изменения в реальном времени. Энергетический аудит, в свою очередь, представляет собой комплексное исследование всех аспектов работы ТЭЦ с целью выявления и оптимизации энергетических процессов, включая технико-экономическое обоснование изменений.

Вывод. Прогнозирование с использованием искусственного интеллекта, в частности, методы машинного обучения, предоставляет возможность не только предсказывать, но и адаптироваться к динамике современной энергетики. Все эти методы, несмотря на свою значимость, поднимают вопрос о необходимости более точного и адаптивного управления энергетическими процессами, что делает использование методов машинного обучения в этой области перспективным и актуальным направлением.

Литература:

1. Machine Learning: A Probabilistic Perspective / Ed. by Kevin P. Murphy, 2012.
2. Python Machine Learning / Ed. by Sebastian Raschka, 2015.

3. Applied Machine Learning for Energy Informatics: Algorithms, Methods, and Applications / Ed. by Reza Arghandeh, Amir H. Ahmadi, and Behnam Mohammadi-Ivatloo, 2019.
4. Machine Learning for Dummies / Ed. by John Paul Mueller and Luca Massaron, 2016.
5. Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions / Ed. by Stuart Borlase, 2016.
6. Data-Driven: Creating a Data Culture / Ed. by Hilary Mason and DJ Patil, 2021.

ВОСПЛАМЕНЕНИЕ СМЕСЕВОГО ТОПЛИВА, СОСТОЯЩЕГО ИЗ НИЗКОРЕАКЦИОННОГО УГЛЯ И ОПИЛОК

С.В. Виноградов, А.С. Почтарь
Институт теплофизики им. С. С. Кутателадзе СО РАН,
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, serj.vin@yandex.ru
Научный руководитель: Бутаков Е.Б., к.т.н.

В данной работе представлены статистические данные по использованию угольного энергоносителя и результаты по сжиганию смешанного топлива, полученного при смешивании сосновых опилок и низкореакционного угля. Проведён сравнительный анализ результатов экспериментов.

This paper presents statistical data on the use of coal energy carrier and results on combustion of blended fuel obtained by mixing pine sawdust and low-reactive coal. A comparative analysis of the experimental results is carried out.

Вопрос применения низкореакционных углей в мировой энергетике встречается всё чаще, например, розжиг и подсветка и пылеугольного факела, где основным топливом является антрацит. На данный момент доля угольного энергоносителя в мировой энергетике составляет примерно 30%, данное значение демонстрирует важность угля в выработке электрической и тепловой энергии во всём мире.

В настоящее время на ТЭС мазут является не только резервным, но и растопочным топливом, благодаря которому осуществляется растопка и подсветка угольного факела в котле. Использование на станции мазута в качестве растопочного и резервного топлива имеет недостатки в виде выбросов токсичных продуктов сгорания, высокую стоимость относительно угольного энергоносителя и ряд эксплуатационных проблем [1].

В данной работе рассматривается возможность применения системы безмазутного розжига на ТЭС, которые используют антрацит как основное топливо, в виде инструмента растопки и подсветки факела пылеугольного котлоагрегата, работающего на антраците.

Для проведения экспериментальной части было создано смесевое порошковое топливо, состоящее из угля и растительного сырья (отходов деревообрабатывающих предприятий).

Экспериментальные исследования проводились на лабораторном стенде, оснащённый системой безмазутного розжига (СБР) включающее в себя горелочное устройство (ГУ) и устройство воспламенения электро-ионизационное (УВЭИ), система подробнее описывалась в предыдущей работе [1]. Цель исследования заключается в расширении возможностей воспламенения угольных энергоносителей с помощью СБР, а также практическое применение данной технологии.

Исследуемое топливо состоит из механической смеси антрацита, древесных опилок и древесной муки, состав исследуемых смесей представлен в Таблице № 1.

Таблица 1 – Составы используемых топлив

№ смеси	Массовое соотношение		
	Антрацит, %	Древесные опилки, %	Древесная мука, %
1	70	30	-
2	50	50	-
3	50	25	25

Приготовление и подготовка топлива осуществлялась с применением лабораторной шаробарабанной мельницы. Такое топливо позволит расширить возможности внедрения СБР на станциях с низкорезакционным углём, где выход летучих элементов менее 25-30%.

В ходе экспериментальной части топливо подавалось шнековым пылепитателем в ГУ тангенциально, для лучшего смешения с транспортным воздухом и образованием вихревого факела во внутреннем объёме ГУ. Во время проведения эксперимента регистрировались расходы топлива, расходы воздуха и температуры в характерных точках ГУ.

Для создания отправной точки был проведён эксперимент с чистым антрацитом, он показал, что возможностей СБР для его воспламенения недостаточно, ввиду низкого содержания летучих веществ, для запуска автотермического процесса выделяемой теплоты недостаточно.

В последующих экспериментах использовалось смесевое топливо, чтобы повысить содержание летучих. При соотношении

антрацит/дерево 70/30 запуск автотермического процесса не состоялся ввиду недостаточного выделения теплоты при сгорании.

При повышении доли древесины в смеси до 50% удалось достичь устойчивого зажигания, температура в ядре факела достигала 900-1000 градусов Цельсия.

Введение в состав топлива высокореакционной составляющей в виде древесной пыли позволило получить необходимую тепловую мощность для начала выхода летучих из антрацита и инициирования коксовой части.

Проведённые огневые эксперименты позволяют судить о том, что воспламенение антрацитов при помощи СБР возможно при помощи двухтопливных систем, смесевым топливом достигается прогрев ГУ с последующим сжиганием чистого топлива.

Литература:

1. Почтарь А.С., Виноградов С.В., Кучанов С.Н. Безмазутный розжиг пылеугольных котлоагрегатов // Наука. Технологии. Инновации: XVI Всероссийская научная конференция молодых ученых – 2022. – С. 219 – 220.

2. Патент 2410603, МПК F23Q5/00, F23Q13/00 Российская Федерация. Устройство плазменного воспламенения пылеугольного топлива / Ю. И. Наумов – заявл. 17.11.2009; опубл. 27.01.2011.

3. Патент 2704178, МПК F23C99/00, F23Q5/00 Российская Федерация. Устройство факельного сжигания топлива / Ю. И. Наумов, П.Б. Стерлигов – заявл. 21.02.2019; опубл. 24.10.2019.

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (ВИЭ) В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ДИВНОГОРСКА

С.В. Галкин

Восточно-Казахстанский технический университет

им. Д. Серикбаева,

г. Усть-Каменогорск, galkin.ektu@mail.ru

**Научный руководитель: Т.А. Сегеда, к.ф.-м.н., ассоциированный
профессор**

Тепловая изоляция тепловых сетей является важным элементом энергосбережения. Нормативные документы по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов регламентируют ограничения

величины тепловых потерь. В данной публикации представлена эволюция нормативных документов с указанием их особенностей.

Thermal insulation of heating networks is an important element of energy saving. Regulatory documents for the design of thermal insulation of equipment and pipelines regulate limitations on the amount of heat loss. This publication presents the evolution of regulatory documents indicating their features.

В настоящее время все больше внимания уделяется энергосберегающим технологиям во всех производственных сферах. В для тепловых сетей в этом аспекте важное значение имеет тепловая изоляции. В данной работе предлагается ретроспективный обзор нормативных документов, регламентирующих проектирования энергосберегающей тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей, начиная с советского периода и до настоящего времени [1-9]. Необходимо отметить, что в рассматриваемых документах изложены указания для расчетов тепловой изоляции различного назначения: для обеспечения заданной температуры на поверхности, для обеспечения снижения температуры рабочего вещества до заданного значения и т.д. В представленной публикации данные документы рассматриваются только в аспекте проектирования энергосберегающей тепловой изоляции, так как для тепловых сетей это является приоритетом.

Первые шаги в СССР по государственному регламентированию проектирования тепловой изоляции оборудования и трубопроводов были сформированы в нормах 1957 года [1]. В данном документе в табличном виде были представлены численные нормы плотности теплового потока для трубопроводов различного диаметра при различных условиях эксплуатации. Эти численные значения необходимо было соблюдать при теплотехническом расчете проектируемой тепловой изоляции.

В 1982 была введена инструкция СН 542-81[2], в которой регламентировался алгоритм выполнения необходимых расчетов. Однако там нет указаний о том, как следует принимать расчетную температуру окружающей среды при подземной прокладке тепловых сетей.

В 1987 году нормы 1957 года были оптимизированы с применением коэффициента изменения стоимости тепловой энергии относительно базового значения. Это было регламентировано в документе РД 34.20.141 [3].

В 1990 году в СССР взамен инструкции СН 542-81 был введен СНиП 2.04.14-88* [4]. Данный документ объединил в себе таблицы с численными значениями норм плотности теплового потока и описание алгоритмов расчетов. При этом численные значения норм плотности

теплового потока были уменьшены (относительно предшествующих нормативов). Это было продиктовано необходимостью повышения энергоэффективности теплотехнических систем. В СНиП 2.04.14-88* появились указания о том, как следует принимать расчетную температуру окружающей среды при подземной прокладке тепловых сетей. Однако при этом алгоритм расчета не предусматривал учета взаимного влияния друг на друга подающего и обратного трубопроводов.

В 2000 году в странах СНГ вводится в действие СП 41-103-2000 [5]. В этом документе излагаются только алгоритмы расчетов без указания норм плотности теплового потока. В СП 41-103-2000 учтено взаимное тепловое влияние подающего и обратного трубопроводов при подземной прокладке.

В России в 2003 взамен СНиП 2.04.14-88* появляется СНиП 41-03-2003 [6], а в СНГ в 2005 вводится его аналог МСН 4.02-03-2004 [7]. В данных документах представлены более низкие нормы плотности теплового потока, а алгоритмы расчетов упразднены ввиду того, что они есть в СП 41-103-2000.

В 2013 году в России актуализируется СНиП 41-03-2003 в виде СП 61.13330.2012 [8]. Данный документ содержит как нормы плотности теплового потока, так и алгоритмы расчетов. Непосредственно численные значения норм плотности теплового потока для тепловых сетей изменений не претерпели (были изменения для других объектов).

В 2015 в Казахстане вступил в силу СП РК 4.02-102-2012 [9]. По сути этот документ является аналогом СП 41-103-2000 с привязкой к действующим в Казахстане смежным нормативным документам.

Таким образом, в настоящее время при проектировании тепловой изоляции тепловых сетей в России применяются документы СП 41-103-2000 [5] и СП 61.13330.2012 [8], а в Казахстане СП 41-103-2000 [5], МСН 4.02-03-2004 [7] и СП РК 4.02-102-2012 [9]. Причем документ [8] полноценно содержит в себе документ [5], а документ [9] является методологическим аналогом [5]. Проектирование тепловой изоляции по действующим нормативным документам в России и Казахстане базируется на конкретных численных значениях норм плотности теплового потока. Это позволяет упростить методологию расчетов, однако не дает оптимального результата в аспекте энергосбережения, так как в алгоритмах расчетов игнорируется стоимость тепловой энергии и затраты на тепловую изоляцию. Периодические изменения норм плотности теплового потока в сторону их снижения частично нивелируют этот недостаток, но не позволяют полноценно учесть специфику каждого проектируемого объекта. Кроме того, действующие

нормы плотности теплового потока [7-8] для подземных теплотрасс указаны в виде суммарного значения для подающего и обратного трубопроводов. Это не позволяет произвести отдельные расчеты для каждого трубопровода. В итоге на обоих трубопроводах приходится принимать одинаковую толщину тепловой изоляции. Хотя очевидно, что на обратном трубопроводе толщина должна быть несколько меньше чем на подающем из-за более низкой температуры теплоносителя.

В представленном обзоре рассмотрены основные особенности развития нормативных документов по проектированию тепловой изоляции тепловых сетей в сторону оптимизации результата. Однако имеющиеся недостатки действующих документов указывают на необходимость их дальнейшего совершенствования.

Литература:

1. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. - М.: Госстройиздат, 1957.

2. СН 542-81. Инструкция по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов промышленных предприятий. – Введ. 01.07.1982 - М.: Стойиздат, 1983.

3. РД 34.20.141(НР 34-70-118-87) Руководящий документ. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования тепловых и атомных электростанций. – Введ. 01.10.1987. - М.: Стойиздат, 1988.

4. СНиП 2.04.14-88*. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Строительные нормы и правила. – Введ. 01.01.1990. - М.: Госстрой СССР, 1989.

5. СП 41-103-2000. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Свод правил по проектированию и строительству. – Введ. 16.08.2000. - М: Госстрой России, 2021.

6. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Строительные нормы и правила Российской Федерации. – Введ. 01.11.2003. - М.: Госстрой России, 2004.

7. МСН 4.02-03-2004. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Межгосударственные строительные нормы. – Введ. 01.11.2005. - М.: Госстрой России, 2005.

8. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Свод правил. – Введ. 01.01.2013. - М.: Минрегион России, 2012.

9. СП РК 4.02-102-2012. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Свод правил Республики Казахстан. – Введ. 01.07.2015. - Астана: АО КазНИИАС, 2015.

СХЕМА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВОК ПО ПРОКАЛКЕ НЕФТЯНОГО КОКСА

А.В. Дорофеев, О.К. Григорьева
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, dorofeev.2019@stud.nstu.ru
Научный руководитель: О.К. Григорьева, к.т.н., доцент

В работе рассмотрены области применения прокаленного нефтяного кокса, а также вопрос утилизации дымовых газов после его производства. Приведена схема оптимизации работы такой установки. Представлен опыт использования подобных решений в мире.

The paper considers the areas of application of calcined petroleum coke, as well as the issue of flue gas utilization after its production. The scheme of optimization of such a plant is given. The experience of using such solutions in the world is presented.

В современной промышленности широко развито использование нефтяного кокса. Небольшое содержание металлических примесей и гетероэлементов (кислород, сера, азот), высокая активность, а также возможность изменением структуры увеличивать на несколько порядков (в 10^8 раз) электропроводность делают нефтяные коксы незаменимым материалом, используемым в ряде отраслей промышленности [1]. Так, нефтяной кокс употребляют в качестве восстановителя при некоторых химических процессах и при шахтной выплавке, для производства абразивных материалов, электродной продукции и конструкционных материалов.

Для изменения физико-химических параметров нефтяного кокса, зачастую, используют прокаливание во вращающейся барабанной печи, которая представляет собой длинный цилиндр, расположенный горизонтально под небольшим наклоном, для обеспечения естественного скатывания заложенного в него сырья.

В данных печах происходит прокалка нефтяного кокса при сжигании природного газа, в этом процессе удается отчистить изначальное сырье от нежелательных примесей, летучих компонентов и коксовой пыли, конечным продуктом будет являться прокаленный кокс, состоящий из углерода на 97-98%, остальной состав представляет собой остатки примесей в виде азота, серы и водорода [2].

Серьезной проблемой является потеря большого количества тепловой энергии, которой располагают дымовые газы, выбрасываемые в атмосферу, и температура которых может достигать 900°C , ко всему прочему этот поток так же содержит механический недожог в виде коксовой пыли и химический, в виде CO .

Решением этих проблем может служить линия утилизации дымовых газов, которая так же позволит получить производство дополнительного вспомогательного продукта – электроэнергии, которая может быть использована для собственных нужд предприятия.

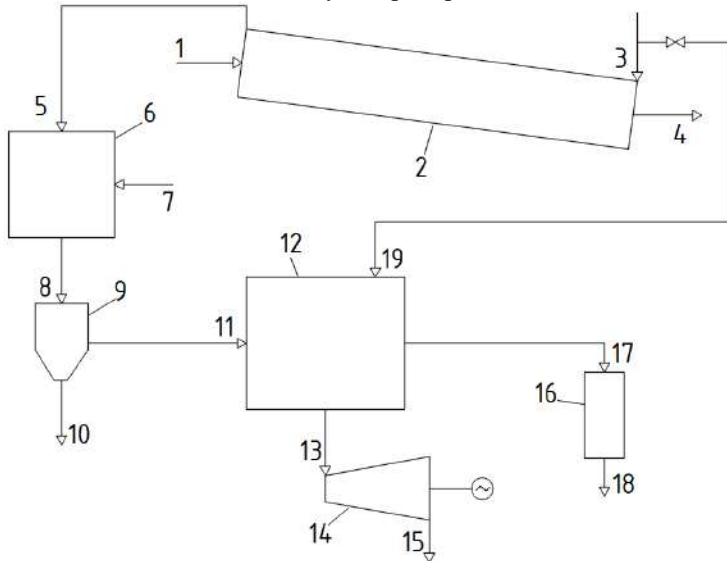


Рис.1 – Схема линии утилизации дымовых газов после барабанной печи прокаливания: 1 – сырой нефтяной кокс; 2 – барабанная печь прокаливания; 3 – подвод топлива (природный газ); 4 – удаление из печи прокаленного кокса; 5 – подача в камеру дожигания дымовых газов; 6 – камера дожигания; 7 – подвод нагретого воздуха; 8 – подвод дымовых газов в осадительную камеру; 9 – осадительная камера; 10 – удаление осажденных частиц; 11 – подвод дымовых газов в котел-утилизатор; 12 – котел-утилизатор; 13 – подвод перегретого пара в голову паровой турбины; 14 – турбоагрегат; 15 – удаление отработавшего пара в конденсатор; 16 – фильтр отистики дымовых газов; 17 – подвод дымовых газов в фильтр; 18 – удаление дымовых газов в дымовую трубу; 19 – подвод природного газа в котел-утилизатор

Схема предлагаемой линии представлена на рис. 1, сам процесс происходит следующим образом: после прокалочной печи, куда подается сырье и природный газ, запыленный поток движется в камеру дожигания, в которую подводится необходимый для процесса дожигания подогретый воздух, далее поток идет в осадительную камеру, где удаляются крупные частицы и после этого он поступает в котел-утилизатор, передавая свою энергию воде в экранных трубах и

куда подводится дополнительный подогретый воздух для того, чтобы дожечь окислы углерода. После котла-утилизатора уходящие газы поступают в фильтр для отчистки перед выбросом в атмосферу. Вода же в котле нагревается, а затем испаряется и после сепарации пар поступает в турбоагрегат. На случай остановки работы прокалочной печи в котле предусмотрен подвод природного газа, для поддержания его работы.

Похожая система уже была разработана и внедрена в Казахстане в городе Павлодар китайской компанией NFC для завода «УПНК-ПВ» по прокалке нефтяного кокса. На территории этого предприятия расположено 2 барабанные прокалочные печи длиной 65 м каждая, они позволяют выпускать в год более 200 тонн прокаленного кокса, топливом, которое сжигают в этих печах является мазут. Температура дымового газа на выходе из этих печей около 940 °С и всю эту тепловую энергию утилизируют в двух котлах-утилизаторах, паровая генерирующая мощность каждого из которых 35 тонн/час, перегретый пар с этих котлоагрегатов имеет параметры $P = 2,45$ МПа и $t = 400$ °С, с которыми он поступает на 4 паросиловых установки, суммарной электрической мощностью 12 МВт. Очистные сооружения представляют собой рукавный фильтр и колонну обессеривания [3]. Это предприятие успешно работает с 2015 года и по мимо основной продукции она обеспечивает себя и ближайших потребителей электроэнергией.

Схема, описанная выше и ей подобные, позволяют повысить эффективности установок по прокалыванию нефтяного кокса за счет грамотного использования располагаемыми энергетическими ресурсами, так же она позволит повысить экологичность производства за счет установки продвинутых систем отчистки дымовых газов. Собственное производство электроэнергии позволит отпускать её сторонним потребителям, а также повысить автономность предприятия.

Литература:

1. Сюняев З.И. Производство, обогащение и применения нефтяного кокса. - М.: Химия, 1973. - 296 с.
2. Юхно Д.С., Ермак А.А., Сябарева Е.В. Изучение свойств прокаленного нефтяного кокса, полученного из дистиллятного и остаточного сырья // Вестник Полоцкого государственного университета. - 2022. - №10. - С. 110-114.
3. Описание технологического процесса [Электронный ресурс] // УПНК URL: <https://www.upnk.kz/ru/production/opisanietechprocessa> (дата обращения: 02.11.2023).

2. Гордеева Т. А., Жегина И. П. Анализ изломов при оценке надежности материалов. – М.: «Машиностроение», 1978. – 200 с.

3. Угаров Г.Г., Нейман В.Ю. Анализ показателей электромагнитных ударных машин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1996. – № 2. – С. 72–80.

ИССЛЕДОВАНИЕ ХЕМОЛЮМИНЕСЦЕНЦИИ В МЕТАНО-ВОДОРОДНОМ ПЛАМЕНИ

П.А. Кабардин

**Новосибирский государственный технический университет,
Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН,
г. Новосибирск**

Научный руководитель: Лукашов В.В

В данной работе представлены результаты изучения влияния горения метана при разбавлении водородом на физико-химические характеристики диффузионного пламени CH_4/H_2 .

This paper presents the results of the study of the effect of methane combustion when diluted with hydrogen on the physicochemical characteristics of the flame of the diffusion flame CH_4/H_2 .

Введение. С каждым днём потребности человечества в энергии только растут. Параллельно с этим также поднимается проблема экологической безопасности. В сентябре 2021 г. была утверждена «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» (распоряжение Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р). В связи с этим актуальны разработки газотурбинных систем, работающих на метане, разбавленном водородом. Так как это уменьшает выбросы CO, CO₂ и образование сажи в камерах сгорания. Случай обогащенного водородом предварительно перемешанного кислородно-метанового пламени при организации подачи горючей смеси через несколько отверстий был рассмотрен в [1], где была показана устойчивая работа подобной схемы сжигания метана с минимальными выбросом вредных веществ. Исследования эффективности работы двигателей на смесях водорода с природным газом с искровым зажиганием [2,3] показали возможность повышения КПД двигателей при использовании смеси водород/метан по сравнению с чистым водородом.

1. Экспериментальная установка. Экспериментальная установка и её схема изображены на рисунке 1. Установка представляет собой кварцевую трубку 1 с внутренним диаметром 3 мм, к которой из баллонов 2, 3 подводились метан CH_4 и водород H_2 . Расходы задавались и контролировались цифровыми расходомерами 4, 5. Непосредственно съёмка интенсивности свечения радикалов в пламени проводилась цифровой электронно-оптической стробируемой камерой 6 НАНОГЕЙТ — 24/3 в специальной программе для этой камеры в компьютере 7, а прямоугольные стробирующие импульсы поступали от генератора произвольных функций 8. Для выделения необходимого диапазона длин волн радикалов были использованы интерференционные фильтры.

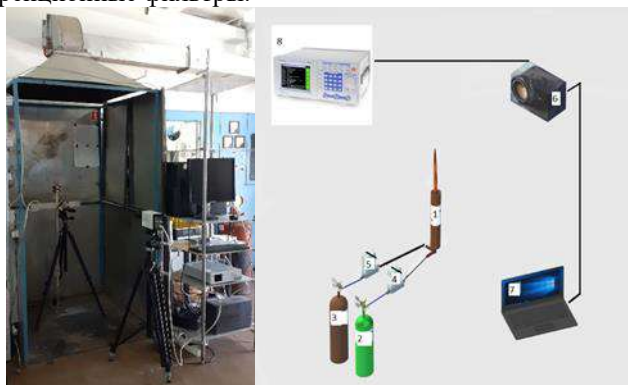


Рис.1 – Экспериментальная установка и её схема

Съёмка проводилась в режимах, представленных в таблице 1. Для каждого режима горения фиксировалось 200 кадров.

Таблица 1 – Режимы подачи газов

	1	2	3	4	5	6
CH_4 , SLM	4	3,8	3,4	3	2	1
H_2 , SLM	0	0,2	0,6	1	2	3

2. Результаты. В эксперименте были исследованы интенсивности излучений радикалов OH^* , CH^* , CO^* , HCHO^* . При регистрации интенсивности их свечения конечное изображение создавалось путём суммирования 200 кадров. Из полученного изображения вычитался фон, который снимался без пламени отдельно для каждого фильтра аналогично в количестве 200 кадров. Как известно, регистрируемое изображение является проекцией осесимметричного объекта на плоскость фотоприёмной матрицы. Для анализа интегрального эффекта

разбавления метана водородом можно использовать два подхода: интеграл интенсивности хемолуминесценции вдоль оси струи (1) и по всему изображению (2), нормированные к соответствующей величине свечения чистого метана отдельно для каждого фильтра.

$$A = \frac{\left(\int_0^L I dz\right)_{X_i}}{\left(\int_0^L I dz\right)_{X=1}} \quad (1)$$

$$B = \frac{\left(\int_0^S I ds\right)_{X_i}}{\left(\int_0^S I ds\right)_{X=1}} \quad (2)$$

Был выбран второй способ, дающий физически обоснованные закономерности.

На рисунке 2 представлены рассчитанные по (2) зависимости безразмерной хемолуминесценции радикалов от концентрации метана в топливной смеси. При этом радикалы CO^* и $HCHO^*$ имеют низкую интенсивность свечения, близко приближающуюся к шумам, поэтому на графике данных этих кадров не представлено. Концентрация метана ниже 25% не позволяет измерить интенсивность хемолуминесценцию радикала CH^* по крайней мере с использованной камерой.

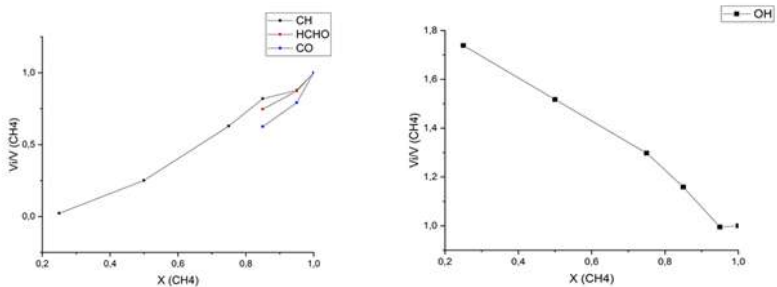


Рис.2 – Хемолуминесценция радикалов CH^* , $HCHO^*$, CO^* , OH^*

Радикал OH^* признан одним из наиболее важных при сжигании углеводородов, так как он участвует в процессах горения, реакции разветвления критической цепи, которые поддерживают пламя. Также методика PLIF (Planar Laser Induced Fluorescence) наиболее развита именно на данном радикале. Известно, что при горении бедных смесей углеводородов из отношения интенсивностей собственного свечения пламени на радикалах CH^* и OH^* (I_{CH^*}/I_{OH^*}) можно определить коэффициент избытка [4] топлива по формуле (3).

$$\varphi = \frac{I_{CH^*}}{I_{OH^*}} \quad (3)$$

Но стоит отметить, что данное соотношение верно для атмосферного давления, при котором I_{CH^*}/I_{OH^*} монотонно увеличивается с ростом коэффициента избытка топлива как показано на рисунке 3, но при высоких давлениях можно наблюдать снижение I_{CH^*}/I_{OH^*} при увеличении содержания топлива в горючей смеси. Однако в нормальных условиях это соотношение можно использовать для диагностики горения метана.

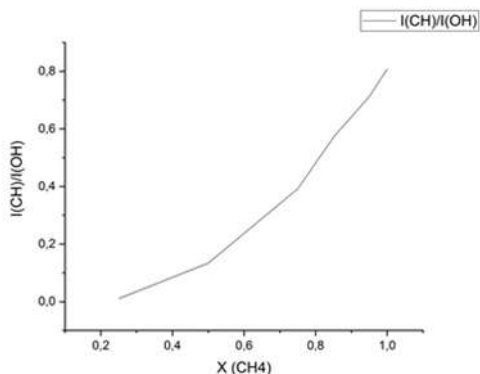


Рис.3 – График зависимости отношения светимости CH^* к OH^* от концентрации метана

Таким образом данный подход можно использовать наряду с методом PLIF, для которого необходим источник возбуждения радикалов в виде лазера, в отличие от представленного в работе. А также для определения областей горения и положения фронтов пламени. На практике можно использовать в качестве определения оптимальной смеси газов для горения метана и других углеводородов. Так как богатая смесь увеличивает расход горючего, приводит к образованию нагаров, продукты сгорания будут содержать больше CO_2 , скорость и температура горения снижаются, а бедная приводит к нестабильному горению, детонации, неполному сгоранию, при котором образуются опасные продукты сгорания, такие как угарный газ. Именно поэтому важно знать оптимальное соотношение горючего и окислителя.

Литература:

1. Araoye A. A., Abdelhafez A., Nemitallah M. A., Habib M. A., Ben-Mansour R. Experimental and numerical investigation of stability and emissions of hydrogen-assisted oxy-methane flames in a multi-hole model gas-turbine burner // Int. J. Hydrogen Energy. – 2021. – P. 38.

2. Jin Yu, Luo H., Zhang G., Zhai Ch., Ogata Yo., Matsumura Yu., Ichikawa T., Nakashimada Yu., Kim W., Nishida K. Ignition timing effect on the combustion performance of hydrogen addition in methane fermentation gas in a local energy system // Fuel. – 2022 – P. 324.

3. Смыгалина А.Е., Цыплаков А.И., Киверин А.Д., Зайченко В.М. Горение обедненных смесей на основе водорода в двигателе с искровым зажиганием // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2018. – №4.

4. Nori V., Seitzman J. Evaluation of Chemiluminescence as a Combustion Diagnostic under Varying Operating Conditions // AIAA. – 2008 – P.953.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ И УЧЁТА ВЫБРОСОВ ДЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫБРОСОВ

В.И. Князев

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск

Научный руководитель: Щинников П.А., д.т.н.

Рост мирового промышленного производства, сопровождающийся всё большей интенсификацией процессов вовлечения природных ресурсов в производство разнообразных промышленных продуктов, неизбежно ведет к увеличению негативного воздействия на окружающую среду. Эта угроза относится к наиболее серьезным глобальным проблемам современного этапа развития цивилизации, наиболее важными из которых являются климатические изменения, связанные в первую очередь с выбросом парниковых газов - диоксида углерода и метана, приводящими к глобальному потеплению, и эмиссия вредных загрязняющих веществ, содержащихся в промышленных выбросах.

The growth of global industrial production, accompanied by an increasing intensification of the processes of involving natural resources in the production of various industrial products, inevitably leads to an increase in the negative impact of the anthropogenic factor on the environment. This threat belongs to the most serious global problems of the modern stage of civilization development, the most important of which are climate changes, primarily associated with the emission of greenhouse gases - carbon dioxide and methane, leading to global warming, and the emission of harmful pollutants contained in industrial emissions.

Использование автоматизированных измерительных систем (АИС) для контроля промышленных выбросов имеет длительную историю

эксплуатации, наглядно доказывающую эффективность АИС при решении проблем с промышленными выбросами, как в национальном, так и в международном масштабах. В России законодательные требования о применении АИС были приняты в 2014 году с принятием Федерального закона № 219-ФЗ от 21.07.2014г. «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации». В соответствии с 219-ФЗ, предусматривается категорирование всех стационарных источников загрязнений на 4 категории по степени негативного воздействия на окружающую среду и оснащение стационарных источников выбросов I категории, которые обеспечивают получение измерительной информации параметров выбросов и ее передачу государственным органам (в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие в окружающую среду).

Также в соответствии с Постановлением Правительства № 262: «8. Стационарные источники выбросов подлежат оснащению системами автоматизированного контроля выбросов при соблюдении следующих условий: в выбросах от стационарного источника присутствует одно из следующих загрязняющих веществ, массовый выброс которых превышает значения:

Таблица 1. Валовый выброс Источника загрязнения атмосферы, подлежащий оснащению АИС

взвешенные вещества	3 кг/ч
серы диоксид	30 кг/ч
оксиды азота (сумма азота оксида и азота диоксида)	30 кг/ч
углерода оксид как показатель полноты сгорания топлива	5 кг/ч
углерода оксид во всех остальных случаях	100 кг/ч
фтористый водород	0,3 кг/ч
хлористый водород	1,5 кг/ч
сероводород	0,3 кг/ч
аммиак	1,5 кг/ч

Для измерения состава и объемного расхода газов выбирают контрольное сечение газового тракта в соответствии с задачей обеспечения достоверного контроля и учета выбросов вредных (загрязняющих) веществ и длительной надежной работы измерительного оборудования на основании данных предварительного обследования энергетических объектов, п. 7.3.1 ГОСТ Р 113.38.03-2021. Измерения можно проводить как непосредственно в сечениях газовых трактов энергетических установок, так и на газоходах дымовых труб.

Для соблюдения критерия однородности (ГОСТ Р ЕН 15259-2015) длина прямолинейного участка ниже по потоку от плоскости отбора проб должна составлять не менее пяти гидравлических диаметров, а выше по потоку от нее – двух гидравлических диаметров (или пяти гидравлических диаметров от верха трубы).

Система автоматизированного контроля и учёта выбросов (САКиУВ) для осуществления непрерывного контроля состава уходящих газов, оптимизации режимов горения котлов, снижение вредных выбросов, и хранения данных по промышленным выбросам в атмосферу имеет два уровня:

- уровень измерительных комплексов точки измерения (ИК);
- уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

Так же в состав комплекса входит вспомогательное оборудование, для обеспечения корректной работы и климатического функционирования систем.

Оборудование измерительных комплексов (ИК) выполняет следующие функции:

- измерение концентрации основных маркерных веществ (CO, SO₂, NO, NO₂, H₂O, O₂);
- измерения давления/разряжения дымовых газов;
- измерения температуры дымовых газов;
- измерения скорости дымовых газов;
- измерение концентрации твердых частиц(пыли), мг/м³.

Уровень ИВК обеспечивает автоматический сбор, диагностику и автоматизированную обработку информации по анализу выходных газов в сечении дымовой трубы, а также обеспечивает интерфейс доступа к этой информации и ее предоставление. На уровне ИВК происходит автоматический пересчет на основе данных, полученных от ИК:

- вычисление валовых выбросов CO, г/с (т/год), SO₂, г/с (т/год), NO, г/с (т/год), NO₂, г/с (т/год);
- вычисление объемного расхода, приведенного к нормальным условиям Нм³/час;
- вычисление концентраций загрязняющих веществ, усредненных за 20 или 30 минут.

Связь между ИК и ИВК осуществляется как по токовому интерфейсу 4-20 мА, до модулей аналоговых вводов, далее по Modbus TCP (RTU), так и напрямую от ИК до ИВК по Modbus TCP (RTU).

Таблица 2. Перечень и характеристика функционального оборудования САКиУВ

№ п/п	Наименование	Диапазон показаний массовой концентрации (объемной доли), температуры, абсолютного давления, скорости, мг/м3 (%об.), °С, кПа, м/с	Пределы допускаемой приведенной погрешности, %	Кол-во
1	Газоанализатор с измерительной FTIR-ячейкой	СО: 0 -2000 мг/м3	±10	1
		NO: 0-1000 мг/м3	±15	
		NO2: 0-1000 мг/м3	±10	
		SO2: 0-2000 мг/м3	±8	
		O2: 0-21%	±8	
		H2O: 0-40%	±10	
2	Пробоотборный зонд	-	-	1
3	Система транспортировки и пробы	-	-	1
4	Измеритель пыли лазерный	20-10000 мг/м3	±20	1
5	Измеритель скорости газового потока	от 0,05 до 40 м/с	±3	1
6	Термопреобразователь сопротивления платиновый	-50 до 200 °С	±0,5	1
7	Преобразователь давления	от 0 до 160 кПа	±0,5	1

4. ГОСТ Р 8.958-2019. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Наилучшие доступные технологии. Автоматические измерительные системы для контроля вредных промышленных выбросов. Методы и средства испытаний. Введ. – 2020-02-01. М.: Стандартинформ, 2019. – 27 с.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СО₂-ЦИКЛА С КОНДЕНСАЦИЕЙ

Е.М. Корепанова

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, korapanova.eve@yandex.ru**

Научный руководитель: Щинников П.А., д.т.н., профессор

Одним из направлений современного развития энергетики на органическом топливе является разработка технологий, основанных на СО₂-циклах, особенностью которых является снижение выбросов углеродного следа в окружающую среду. В статье рассмотрены термодинамические и энергетические вопросы организации СО₂-циклов с конденсацией, работающих на сверхкритических параметрах при кислородном сжигании метана. Показано, что максимум термической (64,5%) и энергетической (49,9%) эффективности обеспечивается на уровне 1400 °С.

One of the directions of modern development of fossil fuel power engineering is the development of technologies based on CO₂-cycles, the peculiarity of which is the reduction of carbon footprint emissions into the environment. In the article thermodynamic and energetic issues of organization of CO₂-cycles with condensation operating at supercritical parameters at oxygen combustion of methane are considered. It is shown that the maximum of thermal (64.5%) and energy (49.9%) efficiency is provided at the level of 1400 °C.

Введение. Парниковый эффект – это серьезная экологическая проблема, влекущая за собой глобальное потепление. Оно связано с большими выбросами углекислоты (СО₂) и других засоряющих веществ в атмосферу. Фактор антропогенного воздействия на атмосферу существенно увеличил температуры Земной поверхности за последние 150 лет. И тем не менее, процесс продолжается.

Существует понимание, что проблему декарбонизации переходом к зеленой генерации энергии в полном объеме не решить, поэтому

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда №23-29-00035, <https://rscf.ru/project/23-29-00035/>

CO₂ и H₂O смешиваются с рабочим телом. Полученная смесь совершает работу в процессе 0-1. Затем, в процессе 1-2 обеспечивается отвод теплоты Q_R в регенераторе - по окончании этого процесса конденсирующаяся влага удаляется из цикла. Процесс 2-3 связан с отводом теплоты (Q₂) в окружающую среду, а процесс 3-4 обеспечивает повышение давления и вывод избытка углекислоты за рамки цикла. Процесс 4-5 обеспечивает подвод теплоты в регенераторе.

Так же были рассмотрены технологии, основанные на циклах Ренкина и Брайтона-Ренкина.

Обсуждение результатов. Можно видеть, что значительная часть теплоты подводится в процессе регенератора (~50%). Термодинамические показатели цикла Allam-Z представлены в работе [3], где показано, что термическая эффективность составляет 64,5%. Энергетическая эффективность этого цикла связана не только с термической, она также учитывает затраты энергии на собственные нужды. С учетом этих затрат, энергетическая эффективность составляет 49,9%.

Заключение. Наиболее высоким термическим КПД обладает цикл с одноступенчатым повышением давления насосом. Максимум термического КПД обеспечивается на уровне 1400 °С. В этом случае термический КПД достигает 64,5 %, в то время как энергетическая эффективность составляет 49,9%.

Литература:

1. Особенности циклов с применением углекислоты в качестве рабочего тела / П. А. Щинников, И. С. Садкин, А. П. Щинников // Развитие методов прикладной математики для решения междисциплинарных проблем энергетики: сб. тр. 1 Все-рос. научно-техническая конференция с международным участием, Ульяновск, 6-7 окт. 2021 г. Ульяновск. Изд-во УлГТУ, 2021. - С. 169-171.

2. Influence of the initial parameters on the thermodynamic efficiency of carbon dioxide power cycles / P. A. Shchinnikov, I. S. Sadkin, A. P. Shchinnikov, N. F. Cheganova, N. I. Vorogushina // Journal of Physics: Conference Series. - 2022. - Vol. 2150. Art. 012011. DOI 10.1088/1742-6596/2150/1/012011

3. Влияние термодинамических параметров на энергетические характеристики CO₂-циклов при кислородном сжигании метана / Алексеенко С.В., Щинников П.А., Садкин И.С. // Теплофизика и аэромеханика. 2023. Т. 30. № 1. С. 89-98.

АБСОРБИЦИОННЫЕ БРОМИСТОЛИТИЕВЫЕ ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРЫ (АБТТ) ПОВЫШАЮЩЕГО ТИПА С ОДНОСТУПЕНЧАТОЙ И ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ АБСОРБЦИЕЙ В СОСТАВЕ СИСТЕМ НАГРЕВА ВОДЫ ДЛЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Д.Г. Мухин

Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, mukhindg@mail.ru

Научный руководитель: Елистратов С. Л., д.т.н., доцент

Рассматриваются возможности применения абсорбционных бромистолитиевых термотрансформаторов (АБТТ) повышающего типа с одноступенчатой и двухступенчатой абсорбцией для утилизации сбросного тепла и нагрева воды в системах автономного отопления и на производстве. На основе предварительных расчётов показатель эффективности - коэффициент трансформации АБТТ варьируется от 0,46 до 0,47 для одноступенчатого цикла и от 0,31 до 0,32 для двухступенчатого цикла.

The possibilities of using lithium bromide absorption thermotransformers (LBATTs) of a step-up type (type II) with one-stage and two-stage absorption for recycling of low potential waste heat and heating of water in autonomous heating systems and in production are considered. Based on preliminary calculations, the efficiency indicator - the ABTT coefficient of performans (COP) varies from 0.46 to 0.47 for a single-stage cycle and from 0.31 to 0.32 for a two-stage cycle.

Абсорбционные термотрансформаторы (АТТ) используются очень широко в мире. АТТ для своей работы используют тепло и являются высокоэффективным энергосберегающим оборудованием. В качестве основного рабочего тела в АТТ применяется водный раствор бромида лития (LiBr) который является абсорбентом. В результате, наиболее широкое распространение в мире получили абсорбционные бромистолитиевые термотрансформаторы (АБТТ) которые по области применения можно разделить на абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины (АБХМ) и тепловые насосы (АБТН).

АБХМ применяются для охлаждения жидкостей с положительными температурами. АБТН используются для нагрева жидкостей в системах теплоснабжения и промышленности с утилизацией сбросного техногенного тепла.

АБТН понижающего типа утилизируют сбросное тепло, например, тепло воды оборотных систем, сточных вод, дымовых газов и нагревают воду для систем теплоснабжения и для производства. Для работы понижающего АБТН требуется внешний высокотемпературный

источник тепловой энергии. Это может быть - водяной пар с давлением до 9 атм., продукты сжигания природного газа и т.п.

АБТН повышающего типа трансформирует поток тепловой энергии сбросного источника тепла, имеющего средний температурный потенциал на более высокий температурный уровень, пригодный для использования в теплоснабжении и промышленности. В АБТН повышающего типа, сбросная теплота в большем количестве трансформируется в меньшее количество полезного тепла высокого потенциала. Основным преимуществом АБТН повышающего типа является то, что источником энергии для его работы является низкопотенциальное сбросное тепло, которое обычно сбрасывается в атмосферу и не может быть использовано в повторном цикле производства и теплоснабжения (температурный уровень от 40 до 95°С, в зависимости от технологии).

На рис. 1 представлена упрощённая принципиальная схема АБТН повышающего типа с одноступенчатой абсорбцией.

Принцип работы АБТТ повышающего типа, также, как и АБТТ других типов, основан на способности водного раствора LiBr поглощать в равновесном состоянии водяные пары, имеющие температуру ниже чем раствор. Благодаря этой способности возможен перенос низкопотенциального тепла от охлаждаемого источника на более высокий температурный уровень нагреваемого источника.

Утилизация низкопотенциальной теплоты (охлаждаемого источника) происходит в испарителе 1 и генераторе 3. Нагрев теплоносителя, который является полезным выходным продуктом, происходит в абсорбере 2. При работе генератора 3 происходит испарение водяного пара из раствора LiBr. Конденсация образовавшегося пара производится в конденсаторе 4. Для повышения энергетической эффективности АБТН в схему включается рекуперативный растворный теплообменник 5, предназначенный для одновременного охлаждения слабого (с низкой концентрацией) раствора перед его подачей в генератор 3 и нагрева крепкого (с высокой концентрацией) раствора перед подачей в абсорбер 2. Для непрерывной циркуляции раствора и хладагента используются герметичные насосы хладагента и раствора 6 - 8.

В межтрубном пространстве АБТН поддерживается вакуум (абсолютное давление порядка 1500 Па и выше), что предотвращает попадание абсорбента и хладагента (вода) в охлаждаемую и нагреваемую жидкости. Для поддержки необходимого уровня разрежения в АБТН используется специальная система газоотделения (на рис. 1 не показана). В АБТН повышающего типа в отличие от АБТТ других типов растворный рекуперативный теплообменник работает по

обратной схеме: слабый раствор после абсорбера охлаждается, а крепкий раствор после генератора нагревается.

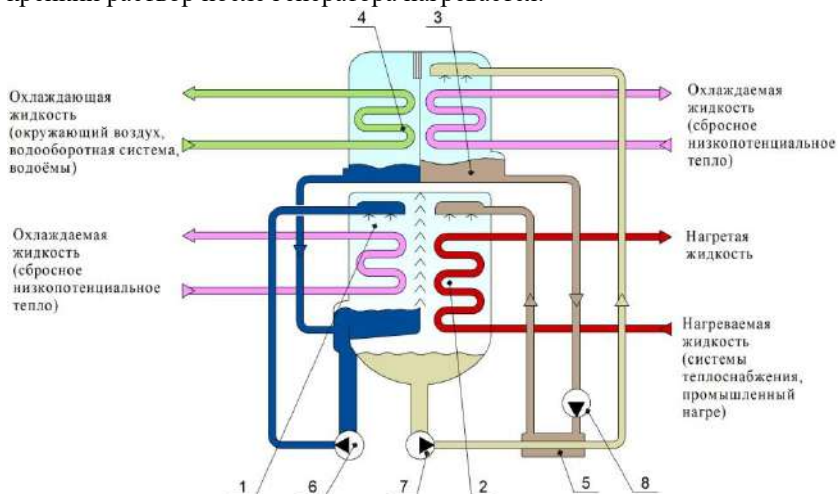


Рис. 1 – Упрощённая принципиальная схема АБТН повышающего типа с одноступенчатой абсорбцией: 1 – испаритель; 2 – абсорбер; 3 – генератор (десорбер); 4 – конденсатор; 5 – растворный теплообменник; 6 – циркуляционный насос хладагента(воды); 7 – насос слабого раствора; 8 – насос крепкого раствора.

Энергетическая эффективность цикла, повышающего АБТН определяется значением коэффициента трансформации теплоты (q_a , q_o и q_h – удельные тепловые потоки соответственно абсорбера, испарителя и генератора (десорбера), кДж/кг) [1]:

$$\alpha = \frac{q_a}{q_o + q_h} \quad (1)$$

Значения α зависят от совершенства теплообменного оборудования и параметров внешних теплоносителей.

Большая часть разведанных геотермальных источников России [2] имеют температурный потенциал не более 50°C. В условиях холодного климата в зимний период на большей части территории Российской Федерации, данного температурного потенциала недостаточно для организации систем автономного отопления и ГВС. Решением данной проблемы, может быть использование АБТН повышающего типа для отопления и ГВС с утилизацией тепла геотермальной воды. К примеру, имеется геотермальный источник с температурой от 40 до 45°C. В этом случае [3], с помощью АБТТ повышающего типа можно нагреть воду до температур от 55 до 63°C. Для отведения тепла от конденсатора может

быть использован окружающий холодный воздух, с температурой достаточной для поддержания температуры конденсации 4°C. При этом, значения расчётных коэффициентов трансформации АБТН повышающего типа α составляют от 0,46 до 0,47, при максимально возможном значении $\alpha = 0,5$ для цикла с одноступенчатой абсорбцией. При недостаточности температуры нагретой воды 55 – 63°C для отопления, предлагается использовать АБТН повышающего типа с двухступенчатой абсорбцией. Оценочные расчёты показывают, что в таких АБТН можно получить нагретый теплоноситель с температурой до 73°C. При этом α может достигать значений 0,30 – 0,32 при максимально возможном значении $\alpha = 0,39$ для цикла с двухступенчатой абсорбцией.

Как один из вариантов промышленного применения АБТТ повышающего типа с двухступенчатой абсорбцией в зимний период, может быть предложена конвекционная сушка [4] древесины в сушильных камерах. Процесс сушки осуществляется в вентилируемом помещении с температурой воздуха 35 – 75°C. В качестве утилизируемой теплоты может быть использовано тепло отработанного воздуха из сушильных камер. Продуктом АБТН является нагретая вода, которая используется для нагрева воздуха на входе в сушильную камеру. В данном случае в производственный цикл можно вернуть до 32% высокопотенциальной тепловой энергии.

Литература:

1. Бараненко А. В., Попов А. В., Тимофеевский Л. С. Энергосберегающие абсорбционные бромистолитиевые водоохлаждающие и водонагревательные преобразователи теплоты // Инженерные системы АВОК – Северо-Запад. – 2002. – № 4. – С. 19-23.
2. Геотермическая карта России [Электронный ресурс] – URL: <https://www.geokniga.org/maps/1009>
3. Алексеенко С.В., Мухин Д.Г., Степанов К.И., Елистратов С.Л., Миронова Н.В. Оценка эффективности применения абсорбционных тепловых насосов повышающего типа для теплоснабжения на основе среднетемпературных геотермальных источников// Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – 2023, – №3 (60) – с. 46-55. DOI: 10.17212/1727-2769-2023-3-46-584.
4. Конвекционный способ сушки: принцип работы и преимущества [Электронный ресурс] – URL: <https://vvbsteel.ru/2023/10/09/konvekcionnyi-sposob-suski-princip-raboty-i-preimushhestva/>.

МОДЕРНИЗАЦИЯ БАРНАУЛЬСКОЙ ТЭЦ-3 СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ УГОЛЬНОГО ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО БЛОКА МОЩНОСТЬЮ 200 МВт

А.С. Оленникова, Д.С. Синельников
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, annaolennikovasergeevna@mail.ru
Научный руководитель: Синельников Д.С., к.т.н., доцент

В статье рассматривается оценка возможности реализации инвестиционных предложений, направленных на увеличение установленной мощности Барнаульской ТЭЦ-3 за счет ввода новых мощностей, модернизаций существующего оборудования. На основании данной работы будет разработано предварительное технико-экономическое обоснование мероприятий, направленных на увеличение установленной тепловой и электрической мощности.

The article examines the assessment of the possibility of implementing investment proposals aimed at increasing the installed capacity of Barnaul CHP-3 through the commissioning of new capacities and modernization of existing equipment. Based on this work, a preliminary feasibility study will be developed for measures aimed at increasing the installed thermal and electrical capacity.

Актуальность данной работы заключается в нехватке располагаемой тепловой и электрической мощности, в связи с увеличением строительства новых жилых кварталов на Ковше, точечных многоэтажек и жилых комплексов на месте частного сектора в г. Барнаул [2]. Ежегодный прирост потребления электроэнергии составил 1,6 % [1]. Прирост потребления электрической энергии связан с расширением и модернизацией ряда промышленных предприятий.

Планируемое увеличение тепловой мощности схемы теплоснабжения города Барнаул приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Перспективные тепловые нагрузки ТЭЦ-3

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2030	2035
Договорная нагрузка ТЭЦ-3 (гв+пар)	Гкал/ч	1068	1099	1362	1478

В соответствии с прогнозируемым спросом на тепловую и электрическую энергию, а также на основании расширения и развития существующих потребителей, необходимо провести модернизацию Барнаульской ТЭЦ-3, для выхода на новые тепловые нагрузки.

Для достижения поставленных целей в работе были рассмотрены следующие варианты модернизации:

Вариант 1 – Строительство энергоблока 200 МВт на сверхкритических параметрах пара.

Состав оборудования:

- ТА №4 типа Т-200/250-23,5;
- КА №4 тип Пп-730-24-545/545.

Вариант 2 – Установка нового оборудования ТА №4, КА №6, 7.

Ввод нового оборудования:

- ТА №4 типа Т-185/220-130;
- КА №6, 7 типа Е-420-560.

В ходе работы был выполнен расчет балансов пара и тепла Барнаульской ТЭЦ-3 для рассматриваемых вариантов. Для расчётов была составлена математическая модель, которая основана на использовании общепринятых уравнений теплового баланса, теплообмена и гидравлики.

При расчете тепловых балансов учитывается располагаемая мощность существующего оборудования, установленного на ТЭЦ, и тепловая мощность вновь устанавливаемого оборудования. Выполненные расчеты балансов пара и тепла ТЭЦ-3 с учетом перспективных приростов нагрузок города показали, что в результате ввода/вывода оборудования по вариантам модернизации возникает профицит установленной тепловой мощности на ТЭЦ-3 по перспективной договорной тепловой нагрузке (для температуры наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 г. Барнаула - 36°С).

Результаты расчетов балансов электрической и тепловой мощности представлены в таблице 2 и в таблице 3 по вариантам 1 и 2 соответственно.

Таблица 2 – Баланс электрической и тепловой мощности по Варианту 1

После ввода оборудования			До		
Тип	Нуст, МВт	Qуст, Гкал/ч	Тип	Нуст, МВт	Qуст, Гкал/ч
ПТ-80/100-130/13	80	180	ПТ-80/100-130/13	80	180
Т-175/210-130	185	270	Т-175/210-130	175	270
Т-190/220-130	190	270	Т-190/220-130	190	270
Т-200/250	200	284	-	-	-
Водогрейные котлы	-	700	Водогрейные котлы	-	700
Итого:	655	1704	Итого:	445	1420

**Таблица 3 – Баланс электрической и тепловой мощности по
Варианту 2**

После ввода оборудования			До		
Тип	Нуст, МВт	Qуст, Гкал/ч	Тип	Нуст, МВт	Qуст, Гкал/ч
ПТ-80/100-130/13	80	180	ПТ-80/100-130/13	80	180
Т-175/210-130	185	270	Т-175/210-130	175	270
Т-190/220-130	190	270	Т-190/220-130	190	270
Т-200/250	185	280	-	-	-
Водогрейные котлы	-	700	Водогрейные котлы	-	700
Итого:	640	1700	Итого:	445	1420

В ходе работы также были выполнен расчет укрупнённых технико-экономических показателей, которые представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технико-экономические показатели

Обозначения	Вариант 1	Вариант 2
Н вводимая, МВт	200	185
Расход топлива на все сущ. котлы, т/ч	383	383
Расход топлива от новых котлов, т/ч	131,6	157,9
Суммарный расход топлива, т/ч	514,6	540,9
Число часов работы установленной мощности, ч	6500	6500
Годовой расход топлива от нового оборудования, т/год	855 400	1 026 350
Годовой расход топлива на все котлы с учетом нового оборудования, т/год	3 344 900	3 515 850

По результатам первичных расчетов строительство энергоблока 200 МВт на сверхкритических параметрах пара (Вариант 1), является наиболее эффективным и выгодным. Установленная электрическая мощность составила 655 МВт, тепловая мощность 1704 Гкал/ч. Годовой расход топлива 3 344 900 т/год

Литература:

1. Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы..

2. [Электронный ресурс] – URL <https://sibgenco.online/news/element/sgk-do-2025-goda-sozdast-infrastrukturu-dlya-zastroyki-tsentra-barnaula/>.

ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ Г. СЕВЕРСК ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ КОТАГРЕГАТА 2-ОЙ ОЧЕРЕДИ

А.А. Полева

Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, nastena_7689@mail.ru

Научный руководитель: Щинников П.А., д.т.н., профессор

В статье описывается необходимость модернизации котлоагрегатов 2-ой очереди ТЭЦ г. Северск, благодаря которой электростанция сможет достичь более высокого уровня энергоэффективности, а также значительно сократив выбросы и тепловое загрязнение, в дальнейшем проведется расчет энергоэффективности одного условного энергоблока станции для наглядной оценки повышения энергоэффективности и экономичности энергоблока.

The article describes the necessity of modernization of boiler units of the 2nd stage of CHPP of Seversk, thanks to which the power plant will be able to achieve a higher level of energy efficiency, as well as significantly reducing emissions and thermal pollution, in the future will calculate the energy efficiency of one conventional power unit of the plant for a visual assessment of improving energy efficiency and economic efficiency of the power unit.

ТЭЦ г. Северск – тепловая электрическая станция, расположенная в городе Северске Томской области. Станция входит в состав Сибирского химического комбината. Станция включает в себя 15 турбогенераторов и 18 котлов, введённых в работу начиная с 1953 года. Тип сжигаемого топлива- каменный уголь Кузнецкого бассейна. По состоянию на март 2015 года установленная мощность ТЭЦ СХК составляет 549 МВт, при этом в 2015 году планируется к выводу мощность на 100 МВт (до 449 МВт).

Шаблон рисунка и подписи к нему:

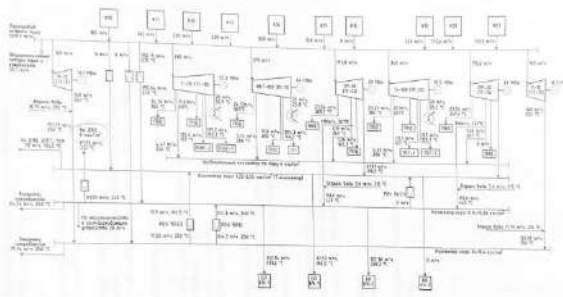


Рис.1 – Схема станции г. Северск

Модернизация электростанции является важным аспектом в энергетической отрасли, поскольку позволяет повысить энергоэффективность, уменьшить расход топлива, снизить выбросы вредных веществ. Одной из ключевых причин модернизации котлов является стремление к увеличению мощности. На сегодняшний день оборудование котлоагрегатов ТЭЦ г. Северск отработало 250% от ресурсного срока. Также большой проблемой станции является большой расход топлива: в среднегодовом режиме более 500 г/час, в зимний период 700 г/час. При этом среднегодовой расход топлива ТЭЦ в России около 315 г/час. В связи с этим станция подлежит модернизации. Для модернизации котлоагрегата 2-ой очереди необходимо принять решения по замене основного и вспомогательного оборудования. Произвести переход котлов от использования проектного угля марки СС на непроектный уголь марки ДГ.

Для оценки эффективности планируется провести серии расчетов работы одного условного энергоблока на базе турбины Т-115-8,8 в условиях получения ей пара от разных групп котлов при работе на разных режимах (летний, зимний). В результате сравнительных расчетов определяют эффективность работы котлов при различных режимах.

Литература:

1. РД- 598-000-000-ИОС7.1-С. Модернизация котлоагрегатов 2-й очереди филиала АО «ОТЭК» в г. Северске. – Введ. 14.12.2020. – Нов.: «Центральный проектно-технологический институт», 2020.

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Н.А. Поткин, О.В. Боруш

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, potkin.2019@stud.nstu.ru

Научный руководитель: Боруш О.В., д.т.н., профессор

В работе рассмотрены наиболее распространенные технологии по снижению оксидов азота на тепловых электрических станциях. Представлен опыт использования мер по сокращению выбросов азота, как на отечественных энергоблоках, так и среди зарубежных электростанций. Приведены примеры использования нескольких методик одновременно.

The paper considers the most common technologies to reduce nitrogen oxides at thermal power plants. The experience of using nitrogen emission reduction measures both at domestic power units and among foreign power plants is presented. Examples of using several techniques simultaneously are given.

В современной энергетике особое место уделяется теме снижения выбросов NO_x, оксиды азота при попадании в атмосферу формируют фото-химический смог в приземном слое, образуют кислотные дожди и способствуют возникновению мелких твердых частиц, что в совокупности оказывает вредное влияние, как на окружающую среду, так и негативно сказывается на здоровье человека [1].

Для того чтобы снизить выбросы оксидов азота в настоящее время практикуются три метода: первый – это уменьшение выбросов, путем перехода на другой вид топлива, в котором содержание азота изначально ниже, второй – это использование технологических способов, третий – применение дополнительных способов очистки. Чаще всего сменить топливо не представляется возможным, поэтому предпочтение отдается именно второму и третьему подходу. К технологическим методам относят: использование низкоэмиссионных горелок, методик ступенчатого сжигания и рециркуляции дымовых газов [2].

Также выделяют дополнительные методы сокращения выбросов, которые включают в себя: селективное каталитическое восстановление (СКВ) и селективное некаталитическое восстановление (СНКВ). Совмещение технологических методов с дополнительными часто является самым экономичным подходом и позволяет обеспечить необходимый уровень выбросов даже в тех случаях, когда регулирование одних лишь процессов горения оказывается недостаточным [3].

Для выбора необходимых мер по снижению NO_x, помимо анализа самого топлива, важную роль играет тепловая мощность котельных агрегатов. Так для мощных энергоблоков (тепловая мощность котла 800 МВт и выше) целесообразно использовать установки СКВ, для менее крупных блоков (при тепловой мощности котлов 500-800 МВт) возможно ограничиться менее эффективной и более дешевой очисткой дымовых газов с использованием СНКВ, такими установками можно оснащать даже действующие угольных котлы, как показал опыт блока №3 Каширской ГРЭС. Для котлов меньшей паропроизводительностью (600 т/ч и ниже) целесообразнее ограничиться комплексом технологических методов [4].

Одним из наиболее часто применяемых приемов по снижению выбросов оксидов азота является организация ступенчатого сжигания,

при котором для сжигания топлива изначально добавляется только часть воздуха для горения, остальной воздух подается отдельно для завершения процесса [1]. Как вариант ступенчатого сжигания и дополнительно уменьшения провала топлива в холодную воронку, исключения очагов газовой коррозии в ЦКТИ разработана система топки с нижним дутьем, эта система получила широкое распространение на отечественных котлах различной мощности и с разными компоновками топочно-горелочных устройств, прежде всего в конструкциях «Сибэнергомаш-БКЗ». Технология отличается подачей части воздуха (доля организованно поданного $r_{но} = 15 \div 30\%$) через крупные сопла на скаты холодной воронки. Схематичный пример топки показан на рис.1 [5].

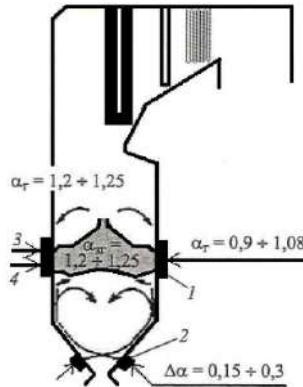


Рис.1 – Схема топочно-горелочного устройства с нижним дутьем [3]:
1 – горелка; 2 – сопло нижнего дутья; 3 – аэросмесь; 4 – вторичный воздух

По внедрению данной технологии имеется положительный опыт причем не только по снижению оксидов азота, но и как мероприятие по снижению шлакования топки. Сложность заключается в том, что при организации системы нижнего дутья происходит заметная перестройка газодинамики в нижней части топки, в результате может формироваться и усиливаться опускное движение в нисходящих ветвях вихрей, что приводит к росту локальных температур, масштабы перестройки зависят от исходной газодинамики и особенностей системы нижнего дутья. Данные по использованию топок с нижним дутьем приведены в таблице 1 [5].

Таблица 1 – Результаты промышленных испытаний по влиянию нижнего дутья на температуру газов в топочной камере (в качественном отношении) [4],[5]

ТЭС	Котёл	Тип и расположение горелок	Топливо	Изменение температуры газов при применении нижнего дутья	
				в холодной воронке	на выходе из топки
Астанинская ТЭЦ-2	БКЗ-420 ст. №6	Прямоточные, два яруса, двухвихревая схема	КУ	Возрастает	Снижается
Петропавловская ТЭЦ-2	БКЗ-220 ст. №6-8	Прямоточные, два яруса, тангенциальная схема	КУ	Возрастает	Снижается
Гусиноозерская ГРЭС	БКЗ-640 ст. №4	Прямоточные с наклоном вниз, три яруса, схема двухвихревая	БУ	Снижается	Возрастает
	БКЗ-640 ст. №2	Прямоточные с наклоном вниз, три яруса, схема четырехвихревая	БУ	Снижается	Возрастает
Павлодарская ТЭЦ-3	БКЗ-420 ст. №1,3	Вихревые, один ярус, встречная схема	КУ	Возрастает	Снижается
Астанинская ТЭЦ-1	БКЗ-65 ст. №3	Прямоточные, один ярус, тангенциальная схема	КУ	Возрастает	Снижается

Выбор технологии по снижению выбросов азота включает в себя не только анализ исходного топлива, но и оценку оборудования станции, её тепловой мощности. В некоторых случаях для обеспечения необходимого уровня выбросов достаточно лишь первичных методов, связанных с регулированием самого процесса горения, а в других

необходим комплексный подход с использованием дополнительных мер и изменением конструкции топочного пространства [6]. Принимая во внимание многообразие котлов, типы и расположения горелок, различные виды топлива, можно сделать вывод о том, что даже одна и та же внедренная система снижения выбросов оксидов азота может по-разному влиять на параметры внутри топки. Таким образом, для целесообразного выбора того или иного метода не обойтись без всестороннего обоснования с учетом накопленного опыта.

Литература:

1. Демьянцева Е.А., Шваб Е.А., Реховская Е.О. Механизм образования и негативное влияние выбросов, содержащих оксиды азота. // Молодой учёный. – 2017. – №2. – С. 231-234.
2. Котлер В.Р., Баторшин В.А., Выбор оптимальных технологий для подавления оксидов азота на угольных ТЭС США // Энергохозяйство за рубежом. – 2017. – №1. – С. 15-19.
3. Котлер В.Р., Баторшин В.А., Новый этап в борьбе с выбросами оксидов азота на угольных ТЭС // // Энергохозяйство за рубежом. – 2017. – №6. – С. 29-32.
4. Котлер В.Р., Баторшин В.А., Выбор и обоснование допустимых удельных выбросов оксидов азота на угольных котлах // Электрические станции. – 2016. – №12. – С.27-31.
5. Ступенчатое сжигание углей с системой нижнего дутья / А.Н. Алехнович, В.В. Богомолов, Н.В. Артемьева, Г.Н. Хрусталеv, М. Ю. Чернецкий, А.В. Хохлов // Электрические станции. – 2016. – №8. С. 17-22.
6. Конструкторские решения ОАО «Сибэнергомаш» по переводу котлов, работающих на канско-ачинских углях, с жидкого шлакоудаления на твердое шлакоудаление / В.А. Илясов, А. Г. Хворов, Ю. Г. Сокольников, Г.Н. Хрусталеv, С.И. Коломенский // Ползуновский вестник. – 2004. – №1. С. 100-105.

ВОСПЛАМЕНЕНИЕ КУЗНЕЦКОГО КАМЕННОГО УГЛЯ С ПОМОЩЬЮ СИСТЕМЫ БЕЗМАЗУТНОГО РОЗЖИГА

А.С. Почтарь, О.В. Боруш
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, antonpochtar01@mail.ru
Научный руководитель: Боруш О.В., д.т.н., профессор

В работе предложен вариант решения экологической проблемы применения топочного мазута на котельных агрегатах ТЭС. Рассмотрена возможность применения горелочного устройства циклонного типа с осевым электромуфелем и устройства воспламенения электроионизационного для каменного угля. Приведены экспериментальные данные успешного запуска автотермического процесса горения угля.

The paper offers a variant of solving the ecological problem of fuel oil application at boiler units of TPPs. The possibility of application of cyclone-type burner with axial electromuffler and electro-ignition device for hard coal is considered. Experimental data of successful launching of autothermal coal combustion process are given.

В Российской энергетике угольная генерация занимает важное место в производстве электроэнергии и теплоты. А соответственно понятие розжиг, подсветка и подхват факела в пылеугольном котлоагрегате часто встречаются в процессе эксплуатации котельного оборудования.

На ближайшее время преимущество угольного энергоносителя заключаются в том, что он дешевле многих других топлив, особенно в регионах его добычи. Можно предположить, что в Сибири и на Дальнем Востоке доля угля в генерации электрической и тепловой энергии будет преобладать еще длительный период.

В настоящее время для растопки и стабилизации горения факела в пылеугольных котлоагрегатах используют высокорекреационное топливо – мазут. Данный энергоноситель имеет ряд недостатков: при сжигании мазута образуются экологически опасные соединения (токсичные продукты сгорания мазута оксидов серы SO_x, соединений ванадия и бензпирена); имеет высокую стоимость относительно угля; качество мазутного топлива ухудшается, по причине углубления переработки нефти, что приводит к эксплуатационным проблемам [1], [2].

Сопоставляя вышеперечисленные недостатки с известными преимуществами мазута (высокая реакционность и теплотворность, распространённость), можно сделать вывод, что весьма актуально исследование технологий, позволяющих сократить использование мазутного топлива на энергетических объектах. Первый шаг к отказу от применения мазутного топлива на ТЭС возможен благодаря системе

безмазутного розжига (СБР), которая авторами подробно была рассмотрена ранее в работе [3].

Также в предыдущей работе авторами было доказано, что СБР может быть применена на ТЭС, где используется бурый уголь марки Б2 Бородинского разреза с содержанием летучих компонентов на уровне 35 – 45%. Воспламенение топливоздушной смеси и горение стабильно поддерживается даже в холодной топке стенда благодаря термохимическому инициированию горения [1].

Целью данного исследования являлось определение возможности воспламенения каменного угля марки Д с Кузнецкого угольного бассейна с содержанием летучих компонентов на уровне 30 – 40%.

Проведённая серия экспериментов важна для понимания возможностей комплекса СБР, в который входит горелочное устройство (ГУ) циклонного типа с осевым электродуфелем и устройство воспламенения электроионизационное (УВЭИ) [4], [5].

Алгоритм проведения экспериментов с каменным углём осуществлялся аналогично экспериментам с бурым углём. Целью в процессе исследования был поиск соотношения расхода топлива к расходу воздуха для успешного запуска автотермического процесса горения в стволе ГУ (Рисунок 1), а также расчет относительной электрической мощности необходимого для воспламенения данных углей.

Шаблон рисунка и подписи к нему:

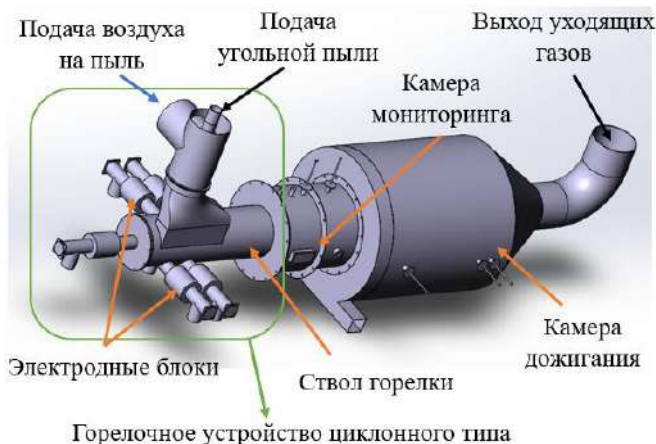


Рис. 1 – 3D модель стенда

Результаты экспериментов, в которых запустился автотермический процесс (Таблица 1), характеризующийся высокой температурой ствола ГУ (550-650°C.)

Таблица 1 – Таблица результатов

Номер эксп-та	Расход топлива, кг/ч	Расход воздуха, м ³ /ч	dT _{монит} 700, °C/сек	dT _{ух} 250, °C/сек	μ, кг/кг
1	102	162	13,2	1,6	0,52
2	125	157	17,9	1,7	0,66
3	145	166	21,9	1,8	0,73
4	166	158	24,2	1,9	0,87
5	190	165	30,4	2,1	0,96
6	209	166	36,8	2,2	1,05

В ходе экспериментов зафиксирован тот факт, что чем выше концентрация пыли, тем выше скорость роста температур в характерных местах стенда [1].

В дальнейшем планируется продолжать исследование возможности воспламенения высокозольных углей на новом комплексе СБР, в который входит новое ГУ и УВЭИ.

Литература:

1. Почтарь А.С., Боруш О.В. Безмазутный розжиг пылеугольных котлоагрегатов // Дни науки НГТУ-2023: Материалы научной студенческой конференции – 2023. – С. 100 – 103.
2. Зверева Э.Р., Фарахов Т.М. Энергосберегающие технологии и аппараты ТЭС при работе на мазутах / Под ред. А.Г. Лаптева. - М.: «Теплотехник», 2012. – 181 с.
3. Почтарь А.С., Виноградов С.В., Кучанов С.Н. Безмазутный розжиг пылеугольных котлоагрегатов // Наука. Технологии. Инновации: XVI Всероссийская научная конференция молодых ученых – 2022. – С. 219 – 220.
4. Патент 2410603, МПК F23Q5/00, F23Q13/00 Российская Федерация. Устройство плазменного воспламенения пылеугольного топлива / Ю. И. Наумов – заявл. 17.11.2009; опубл. 27.01.2011
5. Патент 2704178, МПК F23C99/00, F23Q5/00 Российская Федерация. Устройство факельного сжигания топлива / Ю. И. Наумов, П.Б. Стерлигов – заявл. 21.02.2019; опубл. 24.10.2019

СИНТЕЗ МАЛОМОЩНОЙ АЭС И МНОГОТОПЛИВНОЙ ТЭЦ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА

М.С. Солдаткина, В.В. Мидлер
Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, m.s-masha@mail.ru
Научный руководитель: Елистратов С.Л., д.т.н., доцент

При рассмотрении работы мало мощной АЭС есть нюанс, что турбины работают в «жестких» условиях, а именно на влажном паре. Из-за того, что срок службы работы станции и ее экономичность в основном определяется работой турбины, поэтому можно рассмотреть мультипликативный эффект, который можно получить при использовании технологий ТЭЦ. Для этого надо предварительно выяснить какая система ХВО будет применяться, способ охлаждения воды после турбины (тип конденсатора), а также вид топлива и котлы.

When considering the operation of a low-power NPP, there is a nuance that turbines operate under "harsh" conditions, namely wet steam. Due to the fact that the service life of the plant and its efficiency is mainly determined by the turbine operation, therefore it is possible to consider the multiplicative effect that can be obtained by using CHPP technologies. For this purpose it is necessary to find out in advance what kind of CHP system will be used, the method of cooling water after the turbine (type of condenser), as well as the type of fuel and boilers.

Предлагаемая схема (рис. 1) имеет два контура: автономный режим (работа реактор – турбина на влажном паре, котел - турбина на перегретом паре), совместный режим (реактор – котел – турбина на перегретом паре). Место реактора занимает РИТМ-200, новейшая разработка для атомных ледоколов, который имеет параметры на выходе из парогенератора: давление – 3,82 МПа, а температура – 295 градусов, паропроизводительность – 248 тонн в час. Предварительно выбран котел – Е-360-13,8-560 КБТ от БКЗ и турбина – Т-50/60-8,8/0,12. Данная схема позволяет решить вопрос с увеличением экономичности работы турбины, за счет перехода от «жесткого» режима работы к «мягкому», так как при включении парового котла возможно будет перегревать пар, что также, в частности, увеличит располагаемый теплоперепад и, в следствии, КПД, и срок службы работы турбины. На предварительной тепловой схеме блока существует вариативное ведение режима работы энергоблока. Это видно линиями голубого цвета, которые позволяют вести режим либо совместно, либо автономно (либо по пути котел-турбина, либо реактор-турбина). Такая предлагаемая идея позволит увеличить надежность и обеспечить бесперебойность работы энергоблока, так как при, особенно,

перезагрузки топлива или ремонта элементов реактора, парового котла, нужно так или иначе выдавать электрическую энергию, для обеспечения работы производства, ведения добычи и бытовой жизни рабочих поселенцев или гражданского общества.

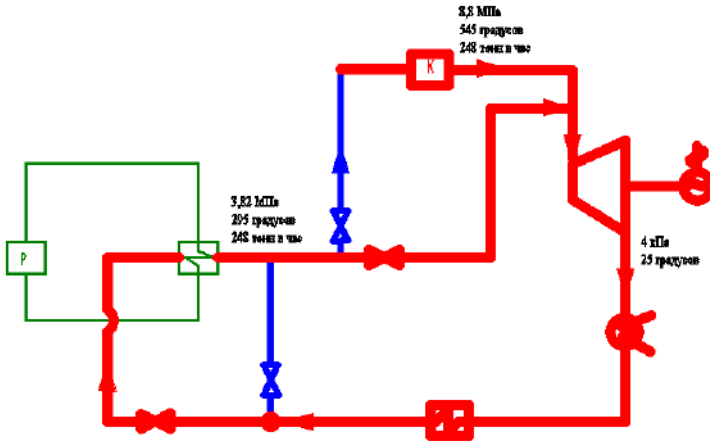


Рис. 1 – Тепловая схема АТЭЦ

Также особенностями такой схемы является добавление производственного отбора пара низких параметров для производства (возможность установить ПТ турбины). В основном АЭС несут базовую нагрузку и обеспечивают только нужды в электрической энергии, за счет присоединения к технологиям АЭС тепловых электрических станций стане возможным добавление горячего водоснабжения и отопления (Т-турбины). Таким образом, кроме увеличения экономичности работы энергоблока в виде увеличения срока службы, КПД выработки электрической энергии можно увеличить варианты использования различных типов турбин (ПТ, Т, К). Ассортимент котлов для работы энергоблока также не имеет ограничений. Можно использовать новые производимые многотопливные котлы малых мощностей, барабанные котлы, котлы со слоевой топкой. Из-за того, что такие станции могут ставиться в местах с ограниченным количеством топлива и не иметь постоянные поставки привозного топлива существует возможность использования и развития добычи местного топлива/месторождений, чтобы иметь зависимость только от поставок топлива для перезагрузки ядерного топлива. Местное виды топлива на Севере имеют полиморфный ассортимент: дерево, щепка, отходы, угли (торф, сланец, бурый, каменный), газогридраты, сланцевый газ, попутный газ, сырая нефть, попутный нефтяной газ. Таким образом,

кроме вышеперечисленных преимуществ синергии двух областей энергетика, можно получить развитие северных территорий и в области месторождений органического топлива и увеличить разведанные запасы топлива. Также в условиях севера стоит вопрос о том, как охлаждать пар после отработки в турбине. Одним из решений является установка воздушного конденсатора. Воздух на северах имеет низкие температуры, непривычные для более южных регионов и, таким образом, можно отказаться от использования воды, как элемента в цикле охлаждения, а использовать природные условия в пользу эксплуатации.

Таким образом, при совмещении технологии атомной станции с технологиями тепловых станций можно получить увеличение экономичности энергоблока, использование различных типов турбин, увеличение КПД, срока службы, развития Северных территорий в виде добычи органического топлива, а также внедрение ГВС и отопления.

Литература:

1. Асмолов В.Г., Семченков Ю.М., Сидоренко В.А. Облик АЭС с легководными энергетическими реакторами следующего поколения // VII Международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». –М.: 2010, С.3-142.
2. Хоменок Л.А., Кругликов П.А., Смолкин Ю.В., Соколов К.В. Определение энергетического эффекта модернизации энергооборудования и технологических систем АЭС//Теплоэнергетика. 2012. № 5. С. 10.
3. С.Е. Щеклеин, О.Л. Ташлыков, А.М. Дубинин ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АЭС [Электронный ресурс]:
URL:<https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/90479/1/10.26583-pre.2015.4.02.pdf>
4. Буров В.Д, Дорохов Е.В, Елизаров Д.П и др. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ // ЗАО «Издательство дом МЭИ»2. Гордеева Т. А., Жегина И. П. Анализ изломов при оценке надежности материалов. – М.: «Машиностроение», 1978. – 200 с.

ОБЗОР ДВУХТОПЛИВНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ С ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ СХЕМОЙ РАБОТЫ

А.Ю. Степанов, О.В. Боруш

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, radiosound8923@mail.ru**

Научный руководитель: Боруш О.В, д.т.н., доцент

В работе рассмотрена актуальность технологии двухтопливной парогазовой установки с параллельной схемой работы и её применение в угольных регионах России, принцип работы и принципиальная тепловая схема.

The paper considers the relevance of the technology of a dual-fuel combined-cycle gas plant with a parallel operation scheme and its application in the coal regions of Russia, the principle of operation and the basic thermal scheme.

С каждым годом население планеты становится всё больше и больше в связи с этим растёт необходимость в дополнительных генерирующих мощностях с применением новых перспективных технологий. Согласно Международному энергетическому агентству, основная доля выработки энергии в мире будет осуществляться при помощи ископаемых видов топлива, таких как уголь и природный газ [1]. Важным аспектом развития энергетики является решение вопроса по повышению эффективности производства электроэнергии с учетом экологической составляющей.

На российских тепловых электрических станциях в основном используется морально и физически изношенное оборудование из-за чего на станциях наблюдается низкая эффективность генерации электроэнергии. В качестве одного из вариантов повышения эффективности работы электростанции предлагается внедрение парогазовых установок (ПГУ) с параллельной схемой работы (Рисунок 1), которые представляют собой одну из наиболее эффективных технологий для выработки тепловой и электрической энергии при использовании двух видов топлива: угля и природного газа. С помощью двухтопливной парогазовой технологии можно повысить эффективность использования твёрдого топлива (угля) в цикле выработки электрической энергии.

В России с 2007 по 2021 год увеличилась выработка электроэнергии с применением парогазовых технологии с 1,3 ГВт до 26 ГВт [2, 3]. Эту технологию можно использовать в качестве модернизации угольных электростанций или при строительстве новых станций в местах с угольными месторождениями.

Наиболее эффективно применение ПГУ параллельного типа будет в угольных регионах, где тепловые электростанции не собираются отказываться от угля, например, в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах [4].

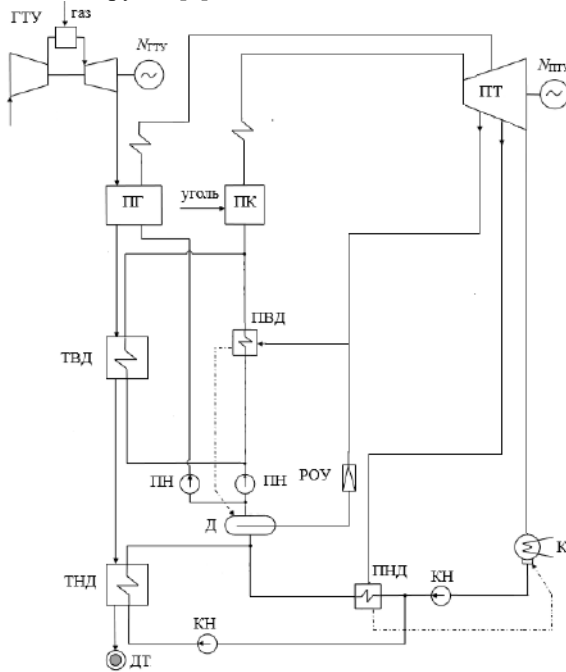


Рис. 1 – Тепловая схема двухтопливной ПГУ параллельного типа: ГТУ – газотурбинная установка; ПГ – парогенератор; ПК – паровой котёл; ПТ – паровая турбина; ТВД, ТНД – теплообменники высокого и низкого давления; ПВД, ПНД – подогреватели высокого и низкого давления; ПН, КН – питательный и конденсатный насосы; РОУ – редуционно-охладительная установка; К – конденсатор; ДТ – дымовая труба; $N_{ГТУ}$, $N_{ПТУ}$ – электрическая мощность соответствующего агрегата

Принцип работы двухтопливной ПГУ заключается в следующем. Установка сочетает в себе цикл Ренкина, в котором сжигается уголь и цикл Брайтона, в котором используется природный газ в качестве топлива. Генерация пара осуществляется по параллельной схеме, т.е. основная часть из парового котла в цикле Ренкина, а другая из котла-утилизатора. Котёл-утилизатор представляет собой совокупность парогенератора, теплообменников высокого и низкого давления.

Дополнительный поток пара в зависимости от параметров, получаемых в парогенераторе может быть направлен в голову турбины, нитку промперегрева или непосредственно в одну из частей цилиндра паровой турбины при помощи врезки. Так же присутствует байпасирование конденсатной и питательной воды, что позволяет сократить регенеративные отборы пара из турбины или полностью отключить. Выработка электрической энергии происходит на электрогенераторах, соединенных с паровой и газовой турбинами

Из всего вышеперечисленного можно выделить следующие преимущества данной технологии:

1. Высокая эффективность работы установки с КПД до 60 %.
2. Более низкие выбросы вредных веществ в атмосферу, чем на угольных станциях.
3. Надёжность.
4. Автономность, связанная с работой установки только по циклу Ренкина, если цикл Брайтона выйдет из строя.
5. Дополнительная выработка электроэнергии в цикле Ренкина, за счёт дополнительного ввода потока пара от котла утилизатора.

Литература:

1. International Energy Agency World Energy Outlook 2019. Paris: IEA, 2019. – 810 p.
2. Расчет двухтопливной ПГУ с параллельной схемой работы: учебное пособие / П.А. Щинников, О.В. Боруш, А.А. Францева, А.А. Зуева. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. – 112 с.
3. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/> (Дата обращения: 15.10.2023).
4. Боруш О.В. Эффективность двухтопливных парогазовых установок в условиях регионального топливно-энергетического баланса: дис. докт. техн. наук: 05.14.14. – Новосибирск, 2019. – 240 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРИРОДООХРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГБЛОК

Д.Ю. Степанов, П.А. Щинников

Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, dmitriy_stepanov_200@mail.ru

Научный руководитель: Щинников П.А., д.т.н., профессор

В работе проведён анализ расчётов капиталовложений в энергоблок с использованием природоохранных систем и без них для двух видов турбин теплофикационной и конденсационной с использованием двух видов топлив, каменного угля и Уренгойского газа. В диапазоне электрических мощностей от 50 до 800 МВт. По результатам расчётов были построены графики отражающие зависимости капиталовложений от выбранных природоохранных технологий" и мощности энергоблока.

The paper analyzes calculations of capital investments in the power unit with and without environmental protection systems for two types of turbines, heat and condensing, using two types of fuels, hard coal and Urengoy gas. In the range of electric capacities from 50 to 800 MW. Based on the results of the calculations, graphs showing the dependence of capital investments on the selected environmental protection technologies" and the power unit capacity were plotted.

Проведён расчёт капиталовложений для котлоагрегатов и турбогенераторов с использованием параметрической функции [1]. Первым этапом расчётов был подбор турбоагрегатов и котлоагрегатов для выбранных мощностей. Согласно с методикой расчёта были найдены капиталовложения для энергоблоков. На данный момент, я рассматривал энергоблок как совокупность турбоагрегата и котлоагрегата без учёта вспомогательного оборудования.

Вторым этапом был расчёт капиталовложений без природоохранных систем и с ними с использованием в качестве топлива угля. На рисунке 1 представлены результаты расчёта для конденсационных энергоблоков, где Кп1 это расчёт без природоохранных систем, Кп2 с учётом золоотчистки, Кп3 золоотчистка + сероотчистка или азотоотчистка, Кп4 золоотчистка + сероотчистка + азотоотчистка[2].

На рисунке 2 представлен результат расчёта для теплофикационного энергоблока с использованием в качестве топлива уголь. Обозначения такие же, как и для конденсационного энергоблока только КпТ – капиталовложения в теплофикационный энергоблок [3].

При расчёте капитальных вложений в энергоблоки, работающие на газе учтена только одна природоохранная система — это ступенчатое сжигание топлива, так как в России не используют системы азотоотчистки. На рисунках 3,4 показаны полученные капитальные вложения в конденсационные и теплофикационные энергоблоки.

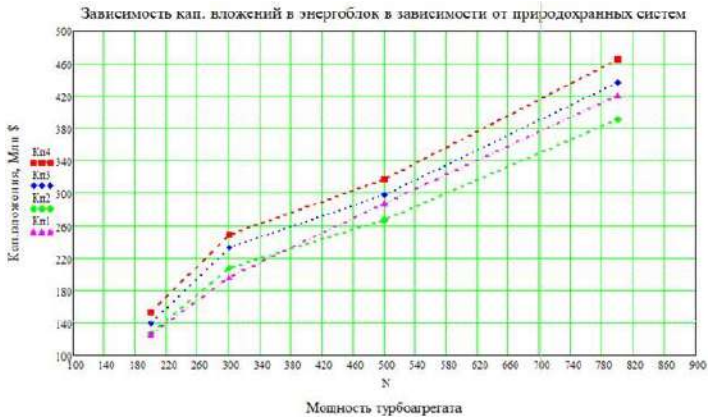


Рис. 1 – Зависимость капитальных вложений в энергоблок в зависимости от выбранных природоохранных систем и мощности

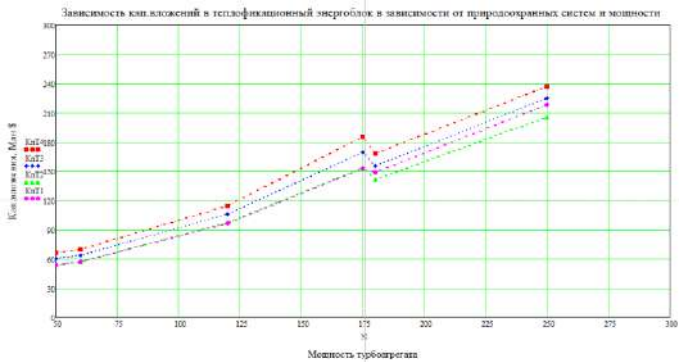


Рис. 2 – Зависимость капитальных вложений в теплофикационный энергоблок в зависимости от природоохранных систем и мощности

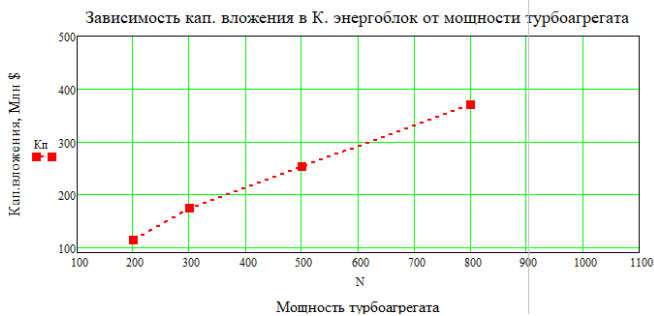


Рис. 3 – Зависимость капиталовложений в конденсационный энергоблок от мощности турбоагрегата

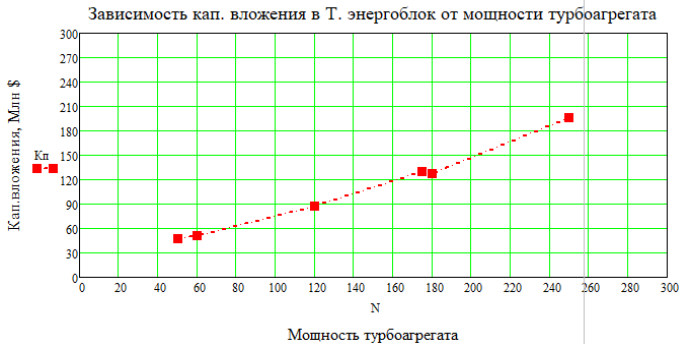


Рис. 4 – Зависимость капиталовложений в теплофикационный энергоблок от мощности турбоагрегата

В данном научном исследовании были сделаны следующие выводы: увеличение мощности энергоблоков напрямую связано с увеличением объема капиталовложений. Также было отмечено, что внедрение и расширение природоохранных систем приводит к дополнительному увеличению капиталовложений.

Литература:

1. Техничко-экономическая оценка энергоблоков электростанций: учебное пособие / П.А. Щинников, О.К. Григорьева, И.С. Садкин – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2023. –68 с.
2. Паровые турбины [Электронный ресурс] – URL: <https://power-m.ru/>
3. Доброумов Л.А., Телякова Т.В. Паротурбинные установки для ТЭС и АЭС: каталог – Москва 1994

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕНА НА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ

В.А. Федоренко

Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН,

г. Новосибирск, vitya.fedorenko.335@mail.ru

Научный руководитель: Лукашов В.В.

Каталитические активные поверхности находят широкое применение в современных технологических процессах и в энергетике. Известно, что в присутствии катализатора температура воспламенения

топлива снижается. Это дает возможность для стабилизации горения бедных смесей в каналах с каталитической поддержкой на стенке [1]. Каталитические материалы, нанесённые на твердую поверхность, обладают способностью оказывать влияние на устойчивость горения и внутри объёма газовой фазы. В работе [2] показано, что при воспламенении гомогенных газовых смесей углеводородов с окислителем наличие металлической платины в бомбе постоянного объёма стабилизирует горение, подавляя пульсации давления. При использовании Pd таких эффектов не наблюдалось. Оценки влияния динамики течения на особенности кинетики каталитического окисления водорода выходят на первый план при анализе систем пассивной защиты атомных станций [3].

В настоящей работе проведено экспериментальное исследование взаимодействия импультной струи разбавленного инертным газом водорода с твердой плоской поверхностью катализатора в диапазоне чисел Рейнольдса 2000-4000. Основное внимание уделено измерению тепловых характеристик на каталитической поверхности в режиме ламинарно- турбулентного перехода в струйном источнике.

Схема экспериментальной установки показана на рисунке 1. В рассмотренных условиях струя топлива истекала из трубки с внутренним диаметром $d=3\text{мм}$ длиной $L=1\text{ м}$ ($L/d=333$) в неподвижный воздух и натекала под углом 90° на нагретую пластину диаметром 100 мм и толщиной 3 мм с температурой стенки $T_w=\text{const}=40\dots300\text{С}$. Материал пластины – нержавеющая сталь. Расстояние от трубки до преграды устанавливалось в диапазоне $h=9\dots60\text{ мм}$ ($h/d=3\dots20$). Число Рейнольдса ($Re=Ud/v$) определялось по среднерасходной скорости U ,



Рис.1 – 1 – генератор поверочных газовых смесей УФПГС -2; 2 – нагреваемая пластина с каталитической поверхностью; 3 – управление электрическим нагревателем; 4 – трубка; 5 - тепловизор

диаметру трубки d и кинематической вязкости топливной смеси ν при комнатной температуре. В качестве топлива использована смесь водорода с аргоном. Вязкость смеси определялась по справочным данным [4]. Струя, распространяющаяся в окружающее пространство, в наших опытах истекала из длинной трубки при ламинарном, переходном и турбулентном режимах, характеризующихся соответствующими диапазонами чисел Рейнольдса.

Катализатор, используемый для формирования покрытия на металлическом диске, представляет собой гамма-оксид алюминия, модифицированный редкоземельными металлами и содержащий активный каталитический компонент палладий, имеет состав $2\%Pd/10\%CeO_0,4ZrO_0,4LaO_0,2/Al_2O_3$. Катализатор был получен с использованием метода Печини. Системы на основе диоксидов церия и циркония, промотированные катионами лантана, обладают высокой подвижностью поверхностного и решеточного кислорода, что позволяет использовать их в процессах окисления различного класса веществ, в том числе водорода. Нанесение промежуточного слоя Al_2O_3 и катализатора на металлический диск осуществлялось последовательно аэрозольным способом, описанным в RU 2549619. Представленная геометрия течения позволяет, в частности, моделировать протекание поверхностной гетерогенной реакции на поверхности подложки в условиях конвективного обтекания реагентами. Перед подачей топливной смеси катализатор нагревали до температуры, при которой регистрировался эффект экзотермической реакции. В работе использовалась тепловизионная камера Testo 890-2 с неохлаждаемой микроболометрической матрицей 640×480 (спектральный диапазон 8-14 мкм, диапазон измеряемых температур от -20 до $1200^\circ C$, чувствительность $0,08^\circ C$). Погрешность измерения температуры составляла $\pm 2\%$.

В ходе работы были проведены различные серии исследований. Изменяли состав смеси, расстояние от сопла трубки. Затем, зафиксировав режимы эксперимента, проводили 40 измерений тепловизором (кадров) и строили графические зависимости, на которых наглядно представлено, как различные параметры влияют на теплообмен на поверхности катализатора. На рисунке 2 мы сравниваем значения плотности тепловых потоков в зависимости от удаления сопла от пластины, и видим, что при вблизи образуется два локальных максимума, а при увеличении расстояния - один. На рисунке 3 мы наблюдаем, распределение температуры, зафиксированное в разные моменты времени, при прочих равных условиях. И видим, что помимо

двух и одного локальных максимумов существуют резкие пульсации в центре пластины (красный цвет).

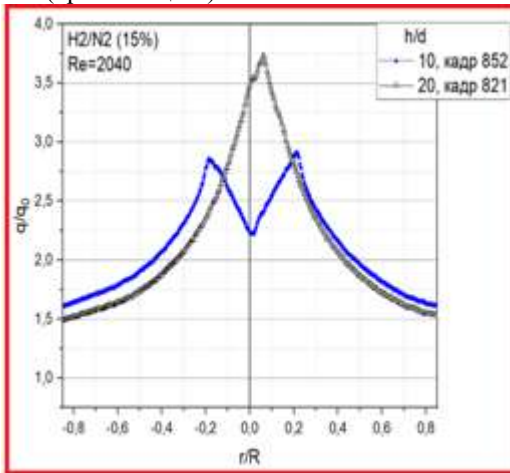


Рис. 2 - Пульсации температуры на поверхности катализатора

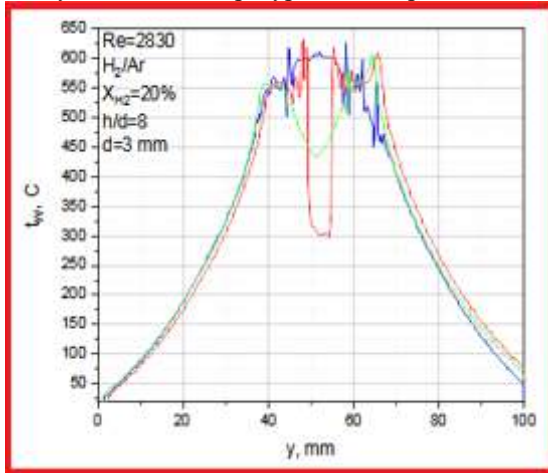


Рис.3 - Сравнение влияния удаления сопла трубки от пластины на теплообмен на поверхности катализатора

На основании распределения пульсаций температуры по площади плоского круглого катализатора установлены два важных режима с точки зрения практики — рисунок 4 а), б)

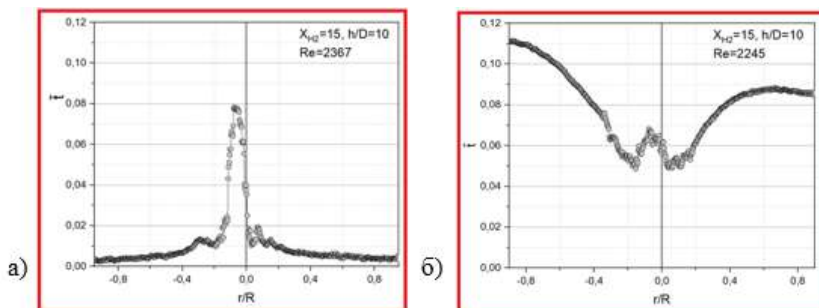


Рис.4 а), б) - Пульсации температуры на поверхности катализатора в переходном режиме

Первый режим - с максимальными пульсациями температуры в локальной области точки торможения, второй режим – с наибольшим интегральным повышением флуктуации температуры по всей площади катализатора.

С практической точки зрения, подход с использованием крупномасштабных турбулентных структур является перспективным для каталитического горения и каталитического нагрева, в частности, существует возможность сжигать чрезвычайно бедные смеси природного газа. В работе показано, что при взаимодействии реагирующей импактной струи смеси водорода/Ag с катализатором на основе палладия возникают интенсивные флуктуации температуры на поверхности катализатора. Этот эффект получен при низком содержании водорода в смеси $Y_{H_2}=15\%$ и низкой начальной температуре катализатора ($T_k=240$ C) в лабораторных условиях. Проведено сопоставление тепловых флуктуаций на поверхности катализатора при $x/d=10$ для трех режимов течения в струйном источнике: ламинарного, переходного и турбулентного. Показано, что наименьшие флуктуации температуры получены для ламинарного режима, более существенные для турбулентного режима при низких числах Рейнольдса. Наибольшие пульсации температуры получены в режиме ламинарно-турбулентного перехода.

Литература:

1. Kim J.; Yu J.; Lee S.; Tahmasebi A.; Jeon C.-H.; Lucas J. Advances in Catalytic Hydrogen Combustion Research: Catalysts, Mechanism, Kinetics, and Reactor Designs// Int. J. Hydrog. Energy. 2021. V. 46. P.40073 – 40104.
2. Troshin K. Y., Rubtsov N. M., Tsvetkov G. I., Chernysh V. I. The Influence of Noble Metals on Thermoacoustic Vibrations and Boundaries of the Region of a Negative Temperature Coefficient During Combustion of n-

Pentane-Air Mixtures // Russian Journal of Physical Chemistry B. 2022. T.16. С.39–46.

3. Rubtsov N.M.; Seplyarskii B.S.; Alymov M.I. Initiation and Flame Propagation in Combustion of Gases and Pyrophoric Metal Nanostructures; Springer International Publishing: Berlin. // Heidelberg, Germany. – 2021.

4. Н. Б. Варграфтик. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – 1972 год.

ЭКОЛОГО-ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ВОДОГРЕЙНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ЮГЕ СИБИРИ

В.А Хорева, С.Л. Елистратов

Новосибирский государственный технический университет,

г. Новосибирск, хорева@corp.nstu.ru

Научный руководитель: Елистратов С.Л., д.т.н., доцент

Для повышения энергетической эффективности реализуется использование эксергетического метода. Его преимуществом является возможность выявления неочевидных при плановом подходе термодинамических ресурсов повышения эффективности, в том числе благодаря использованию потенциала вторичных энергоресурсов. Перспективным методом совместного исследования термодинамической эффективности и экологической безопасности различных технических систем и комплексов является эксергетический метод, базирующийся на понятии эксергии. Эксергия – свойство термодинамической системы или потока энергии, определяемое (характеризуемое) количеством работы, которая может быть получена внешним приемником энергии при обратимом взаимодействии с окружающей средой до установления полного равновесия.

To increase energy efficiency, the exergy method is used. Its advantage is the ability to identify thermodynamic resources for increasing efficiency that are not obvious with a planned approach, including through the use of the potential of secondary energy resources. A promising method for joint research of the thermodynamic efficiency and environmental safety of various technical systems and complexes is the exergy method, based on the concept of exergy. Exergy is a property of a thermodynamic system or energy flow, determined (characterized) by the amount of work that can be obtained by an external energy receiver during reversible interaction with the environment until complete equilibrium is established.

Эксергетический подход позволяет учитывать негативное воздействие любого технического объекта, их совокупности в

конкретном регионе как на основе модели локальной окружающей среды, так и на модели глобальной окружающей среды [1-3].

Эксергия является термодинамическим потенциалом особого вида, связанным с параметрами окружающей среды. Получив значения эксергий для различных видов энергии, можно перейти к составлению эксергетических балансов для системы и отдельных ее элементов, расчету эксергетических КПД, определению относительных и абсолютных потерь эксергии в них, что позволяет наметить основные пути совершенствования как отдельных элементов, так и в целом системы.

На рис. 1 приведен график, показывающий во сколько раз эффективнее используется эксергия отходов химических веществ, составляющих технологии тригенерации, на экваторе по сравнению с широтой Новосибирска. (для следящего коллектора, высота над уровнем моря $h=0$) [4].

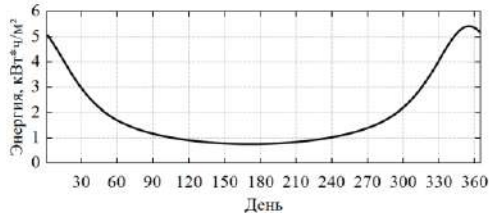


Рис.1 – график, показывающий во сколько раз эффективнее используется эксергия отходов химических веществ, составляющих технологии тригенерации, на экваторе по сравнению с широтой Новосибирска. (для следящего коллектора, высота над уровнем моря $h=0$)

Заключение статьи: с 90 по 240 день календарного года использование солнечного коллектора на юге Сибири является более выгодным с точки зрения эколого-эксергетического анализа.

Литература:

1. Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические Системы» – № 6 – июнь 2010.
2. Баскаков А.П., Берг О.К., Витт О.К. Теплотехника – М. Энергоатомиздат. 1991 – 224 с.
3. Бродянский В.М., Верхивкер Г.П., Карчев Я.Я. Эксергетический метод технических систем – Киев: Наук. Думка, 1991. – 272 с.
4. Латыпов Р.Ш., Шарафиев Р.Г. Техническая термодинамика и энерготехнология химических производств: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1988. – 344 с.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ СНЯТИЯ ОГРАНИЧЕНИЙ МОЩНОСТИ В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД

И.С. Червоткин

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, chervotkin.ilya@yandex.ru**

Научный руководитель: Францева А.А., к.т.н., доцент

При проектировании ТЭЦ не всегда уделяется должное внимание работе станции в летнее время, так как расчётный режим работы зимний, что как следствие приводит к ограничениям мощности в летний период из-за недостаточной охлаждающей способности систем циркуляционного водоснабжения. В связи с этим Новосибирская область в летний период вынуждена потреблять электроэнергию, выработанную соседними регионами. Уменьшение зависимости от соседних регионов в летний период, заставляет все больше задуматься о модернизации системы технического водоснабжения.

When designing a thermal power plant, due attention is not always paid to the operation of the station in the summer, since the design mode of operation is winter, which as a result led to capacity limitations in the summer due to insufficient cooling capacity of circulating water supply systems. In this regard, the Novosibirsk region in the summer is forced to consume electricity generated by neighboring regions. The decrease in dependence on neighboring regions in the summer period makes us think more and more about the modernization of the technical water supply system.

Проект Новосибирской ТЭЦ-5 изначально предусматривал строительство 4-х турбин Т-175/210-130 (станция с поперечными связями). В дальнейшем технический проект был изменён для возможности сжигания ВУС и стал предусматривать строительство 6-ти энергоблоков с турбинами Т-180/210-130. Как следствие НТЭЦ-5 имеет ограничения мощности в меж отопительный период в связи с тем, что проект системы технического водоснабжения не корректировался, а изначально предусматривал выведение в конденсационный режим 4-х турбоагрегатов Т-175/210-130 [1,2]. Модернизация системы технического водоснабжения с учетом ограничений мощности является актуальной.

В рамках работы были рассчитаны расходы пара в конденсаторы турбин, ст.№1-2 и ст.№3-6 которые, составили 422,8 т/ч и 421,3 т/ч соответственно. Разница составляет менее 0,5%, что значительно меньше допустимой погрешности и как следствие расход в конденсатор для турбин ст.№1-6 был принят 422 т/ч.

Расчёт ограничений мощности, действующей СТВС (ЗГ+4ЦН):

Расчетный расход воды в элементах циркуляционной системы W (м³/ч) принимается на основании отчета об эксплуатационных испытаниях, где максимальная производительность ЦН не может быть выше 20250 м³/ч [3,4].

$$W = \sum W_i = 20250 + 20250 + 20250 + 20250 = 81000 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (1)$$

Определяется тепловая нагрузка циркуляционной системы по формуле (Δi – разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата, ккал/кг) [5]:

$$U_o = \sum (D_{kj} \cdot \Delta i) = 6 \cdot 422 \cdot 562 = 1422984 \text{ Мкал/ч} \quad (2)$$

Определяются удельная тепловая нагрузка циркуляционной системы и средневзвешенный перепад температур воды при охлаждении в гидроохладителях (F_i – площадь орошения градирни, м²; γ – удельный вес нагретой воды при ее расчетной температуре, кг/м³; C – удельная теплоемкость воды, ккал/(кг °С)) [5]:

$$U_{cp} = U_o / \sum F_i = 1422984 / (3200 + 3200 + 3200) = 148 \text{ Мкал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч}) \quad (3)$$

$$\Delta t^{cb} = U_{cp} \cdot \sum F_i / \gamma \cdot C \cdot W = 148 \cdot (3200 + 3200 + 3200) / 1 \cdot 81000 = 17,6 \text{ °С} \quad (4)$$

Для градирен нового типа с асбоцементным оросителем по номограммам максимальный теплоперепад на градирне составляет 12 °С, следовательно, необходимо снижать тепловую нагрузку [6].

Для уменьшения тепловой нагрузки циркуляционной системы необходимо снизить мощность станции.

$$U_o = \sum (D_{kj} \cdot \Delta i_j) = 6 \cdot 288 \cdot 562 = 972000 \text{ Мкал/ч} \quad (5)$$

$$\Delta t^{cb} = U_{cp} \cdot \sum F_i / \gamma \cdot C \cdot W = 972000 / 1 \cdot 81000 = 12,0 \text{ °С} \quad (6)$$

Определяется величина плотности орошения q (м³/м²·ч) и по соответствующей для данного типа градирен номограмме и определяются температуры охлаждающей воды на выходе из градирни, (табл. 1) [7].

$$q = W / \sum F_i = 81000 / 9600 = 8,4 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч} \quad (7)$$

Далее определяется максимально допустимое значение температуры охлаждающей воды, при превышении которых на турбоагрегатах появляются ограничения паровой нагрузки и, соответственно, электрической мощности [5].

Проверка осуществляется по следующим критериям:

- по условиям предельно допустимого давления отработавшего пара в конденсаторах турбин $p_2 = 15$ кПа (0,15 кгс/см²), $t_{np}'' = 53,8 \text{ °С}$,
- по техническим условиям эксплуатации МГО $t_{CB} = 33,0 \text{ °С}$. [3]

Рассчитаем значение температуры насыщения при температуре воды перед конденсаторами $t^{cb} = 33 \text{ °С}$, если значение будет меньше $t_{np}'' = 53,8 \text{ °С}$, то ограничением будет являться МГО.

Таблица 1 – Температура воды на выходе из градирни

q, (м3/м2 ч)	Δt _{св} , °С	θ, °С	φ, %	t' _{св} , °С	Δt _{св} , °С	t _{св} , °С
8,4	12,0	5	75	22,0	-1,0	21,0
		10	69	25,0	-1,0	24,0
		15	68	28,0	-1,0	27,0
		20	68	31,0	-1,0	30,0
		25	68	34,0	-1,0	33,0
		30	62	36,0	-1,0	35,0

Определяем температуру насыщенного пара в конденсаторе по формуле (Δt_p – температурный напор конденсатора, 0С; Δt_k – температурный перепад конденсатора, 0С) [3]:

$$t_H'' = t_2^{CB} + \Delta t_k + \delta t^P = 33 + 12 + 5,1 = 50,1 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (8)$$

Ограничения по вакууму в конденсаторе наступят позже, чем ограничения по МГО, так как при температуре циркуды равной 33 °С, температура насыщения в конденсаторе будет 50,1 °С.

Определили величины расходов пара в конденсатор, голову турбин и электрическую мощность с учётом поправки на давление в конденсаторе (N1).

Таблица 2 – Располагаемая мощность при работе трех градирен

t _{св2} , °С	θ, °С	ТА–1,2,3,4,5,6			N _{расп} , МВт
		D, т/ч	N, МВт	N ₁ , МВт	
24,0	10	468	143	144	864
27,0	15	468	143	143	858
30,0	20	468	143	141	846
33,0	25	468	143	140	840
33,0	30	273	83	82	492

Таблица 3 – Ограничения действующей СТВС

Месяц	Температура, °С	Мощность, МВт	Ограничения, МВт
Май	13,6	858	402
Июнь	16,4	858	402
Июль	19,5	846	414
Август	18,3	846	414
Сентябрь	10,9	864	396
Среднее значение	15,8	854,4	405,6

Предлагается три пути модернизация СТВС:

- 1) Строительство 4-ой градирни (4Г+4ЦН);
- 2) Строительство дополнительного циркуляционного насоса (3Г+5ЦН);
- 3) Совместное строительство 4-ой градирни и дополнительного циркуляционного насоса (4Г+5ЦН).

Результаты расчётов предложенных вариантов модернизации сведены в (табл. 4).

Таблица 4 – Ограничения мощности вариантов СТВС

Схема СТВС		3Г+4ЦН	4Г+4ЦН	3Г+5ЦН	4Г+5ЦН
Мощность, МВт	Май	858	864	1014	1260
	Июнь	858	864	1014	1260
	Июль	846	858	1008	1248
	Август	846	858	1008	1248
	Сентябрь	864	870	1026	1260
Средняя мощность, МВт		854,4	862,8	1014	1255,2
Среднее ограничение мощности, МВт		405,6	397,2	246	4,8

Можно сделать вывод, что для полного исключения ограничений мощности необходим комплексный подход к модернизации СТВС, заключающийся в восстановлении имеющихся градирен, строительство новой градирни и монтаж циркуляционного насоса. Другие варианты модернизации либо не дадут полного исключения ограничений, либо практически не окажут на это влияния. Однако комплексный подход к модернизации является крайне капиталоемким и его целесообразность, и окупаемость ещё предстоит проверить.

Литература:

1. Технический проект. Новосибирская ТЭЦ-5. Часть I. Общая пояснительная записка и технико-экономическая часть. – Арх. № 82269. НО «ТЭП». – Новосибирск, 1979.
2. Технический проект. Новосибирская ТЭЦ-5. Часть IV. Гидротехническая часть. – Арх. № 82275. – НО «ТЭП». – Новосибирск, 1980.
3. Инструкция по эксплуатации циркуляционной системы техводоснабжения Новосибирской ТЭЦ-5. – Новосибирск. – 2020.
4. Технический отчет. По результатам эксплуатационных испытаний технического водоснабжения обособленного подразделения АО «СИБЭКО» Новосибирская ТЭЦ-5. АО «СиБИАЦ». – Новосибирск, 2021.

5. Методические указания по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций. ОАО «СО ЕЭС». – М.: 2011.

6. РД 34.09.212. Указания по нормированию показателей работы гидроохладителей в энергетике. СПО Союзтехэнерго. – М. 1981.

7. Градирни промышленных и энергетических предприятий. Под редакцией Пономаренко В.С. –М.: Энергоатомиздат, 1998.

НАГРЕВ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ПЕРЕД КАМЕРОЙ СГОРАНИЯ ПГУ КАК МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ ДОМЕННЫХ ГАЗОВ

Р.Х. Шарипова, А.П. Тамаренко

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, familya2206@gmail.com**

Научный руководитель: Григорьева О.К., к.т.н., доцент

В данной работе рассмотрен доменный газ как рабочее тело для подогрева топливного газа перед камерой сгорания ПГУ. Изучены энергетические возможности использования подогрева топливного газа, в соответствии с актуальными производственными проблемами, а также представлено сравнение базового варианта и варианта с подогревом.

This paper, blast furnace gas is considered as a working fluid for heating fuel gas in front of the combustion chamber of a CCGT unit. The energy possibilities of using fuel gas heating are studied in accordance with current production problems, and a comparison of the basic version and the heated version is presented.

На сегодняшний день парогазовые установки набирают значительную популярность в сравнении с привычными нам паросиловыми установками ввиду большего КПД в сравнении с теми же ПГУ и ГТУ, умеренной стоимости единицы установленной мощности, меньший расход охлаждающей воды и т.д.

Одним из параметров, влияющих на эффективность работы ПГУ, является температура топливного газа поступающего в камеру сгорания газовой турбины.

При подаче газа от газораспределительного пункта магистрального трубопровода температура топливного газа должна поддерживаться не ниже плюс 5 °С. После прохождения блока грубой очистки, блока тонкой очистки и пункта подготовки, температура топливного газа становится равной плюс 20 °С, эта температура является наиболее распространенной на ТЭЦ, использующих ПГУ.

Одним из вариантов повышения температуры топливного газа является использование вторичных энергетических ресурсов.

Под вторичными энергетическими ресурсами (ВЭР) понимается энергетический ресурс, полученный в виде отходов производства и потребления или побочных продуктов в результате осуществления технологического процесса или использования оборудования, функциональное назначение которого не связано с производством соответствующего вида энергетического ресурса [2].

Ввиду того, что черная и цветная металлургия являются одной из важных отраслей промышленности по всему миру, а Россия входит в тройку лидеров на мировом рынке по производству чугуна [1], которое образует немалое количество технологических газов высокой температуры – использование данных газов может служить одним из методов нагрева топливного газа, что в свою очередь ведет к повышению эффективности работы ПГУ.

На металлургическом производстве в немалом количестве образуются три вида ВЭР: доменный, коксовый и конвертерный газы. Наиболее мощным вторичным ресурсом служит доменный газ.

При доменном производстве, в среднем, на производство 1 тонны чугуна приходится 1600-2100 м³ газа. Отсюда при суточном выпуске чугуна в 4000 тонны на долю доменного газа придется около 6 млн. кубических метров газа. Но при таком огромном выходном объеме доменного газа использованию на производстве подлежит около 70%, оставшиеся 30% сжигаются на открытом воздухе в устройствах, именуемых свечами [5].

Доменный газ является топливом с низкой теплотой сгорания (3,6-4,6 МДж/м³) из-за высокого содержания в нем диоксида углерода и азота, что в свою очередь является балластом. Основным элементом является монооксид углерода в связи с чем газ токсичен и взрывоопасен. Основной состав: 12-20% углекислого газа, 20-30% окиси углерода, до 0,5% метана, 1-4% водорода, 55-58% азота [6].

Так как колошниковый газ является высокозапыленным – около 10-30 мг/м³ газа, то перед подачей каким-либо производственным потребителям его необходимо очистить. Как правило, применяется двухступенчатая система очистки, состоящая из сухого пылеуловителя и скруббера, что приводит к понижению температуры газов: на выходе из доменной печи температура колошника составляет 1200-1250 °С, после системы очистки 100-120 °С [7].

Учитывая все вышеперечисленные нюансы можно рассмотреть схему подогрева топливного газа в газо-газовом подогревателе от 20 до 90 °С.

Теплообменник представляет собой горизонтальный кожухотрубчатый аппарат с плавающей головкой. В корпусе установлен трубный пучок, состоящий из трубок, расположенных по треугольнику; трубных решеток, направляющих перегородок и плавающей головки. Трубки закреплены в трубной решетке развальцовкой с обваркой. Перегородки имеют горизонтальный срез. С одной стороны к корпусу при помощи фланцев присоединена камера, с другой - крышка.

Нагреваемый газ поступает в трубное пространство, подогрев ведется за счет тепла доменного газа, поступающего в межтрубное пространство (корпус).

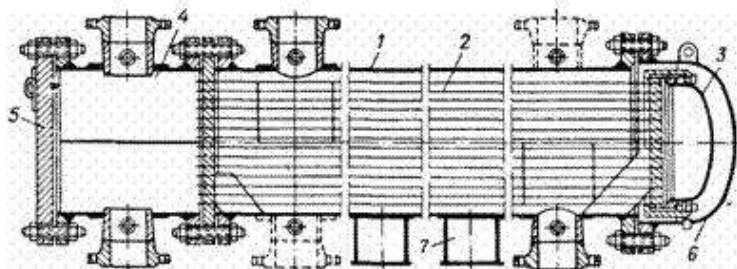


Рис.1 - Кожухотрубчатый теплообменник с плавающей головкой: 1 – корпус, 2 – трубный пучок, 3 – плавающая головка, 4 – распределительная камера, 5 – крышка, 6 – днище, 7 – опора

В ходе проведенного анализа исходных данных, а также технико-экономических показателей, приняты следующие данные и допущения:

Таблица 1 – Исходные данные

Величина	Единицы измерения	Значение
Расход э/э на собственные и хозяйственные нужды	кВт·ч	0
КПД ПГУ по выработке э/э	%	48,04
Число часов использования установки	час	8399
Мощность газовой турбины	МВт	160
Расход природного газа	нм ³ /ч	48 000

По результатам расчетов, существующие газопроводы имеют достаточную пропускную способность для нагрева топливного газа. Однако, для поддержания требуемого давления природного газа перед турбиной, необходимо, чтобы давление газа на выходе из блочного

пункта подогрева составляло 2,44 МПа, в то время как давление природного газа перед турбиной должно быть 2,2 МПа.

При проведении расчетов основных технико-экономических показателей в базовом режиме ТЭЦ, было принято условие, что топливный газ будет подводиться к газовой турбине с температурой плюс 20 °С

Таблица 2 - Сводные показатели

Наименование показателей	Базовый вариант	Вариант с теплообменником
Температурный режим	20 °С	от 20 °С до 90 °С
Пересчитанный расход газа нм ³ /ч	48 000,00	47 782,53
Расход газа, т/ч	56,38	56,12
Экономия топлива, т/ч	-	0,255

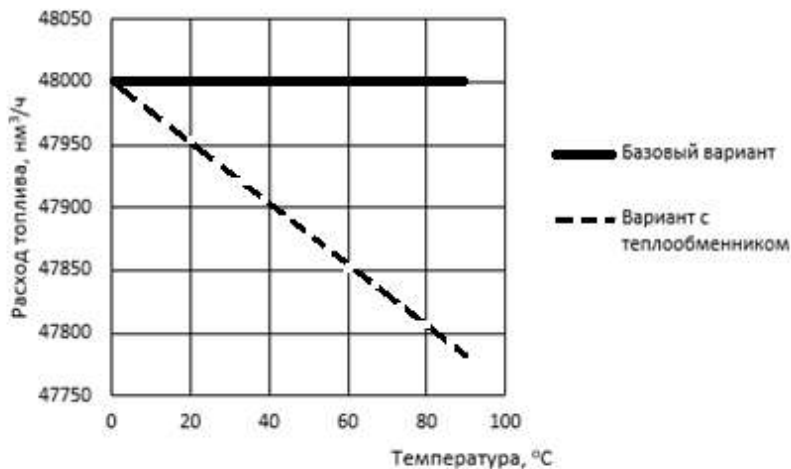


Рис.2 – Изменение расхода топлива от температуры

Согласно расчетам, экономия топлива при подогреве топливного газа до +90 °С, экономия топлива составляет 0,255 т/ч.

Поскольку снижение расхода пара приводит к снижению выработки электрической мощности паровой турбины, происходит перераспределение мощности между ГТУ и паровой турбиной, что, в свою очередь, ведет к изменению топливопотребления. Стоит отметить,

что экономия топлива выше, чем увеличение расхода топлива из-за перераспределения мощности.

Таким образом, применение данного метода позволяет достичь экономии топлива, приводящей к снижению себестоимости производства тепловой и электрической энергии, а также готовой продукции, и имеет положительное влияние на окружающую среду за счет уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу.

Литература:

1. Бойко Е.А. Тепловые электрические станции: справочное пособие / Е.А. Бойко, К.В. Баженов, П.А. Грачев. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. - 152 с.

2. Буров В.Д., Дорохов Е.В. Тепловые электрические станции / под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. М.: Изд. Дом МЭИ, 2009. - 466 с.

3. Курунов И.Ф. Доменное производство Китая, Японии, Северной Америки, Западной Европы и России // *Металлург.* – 2010. – № 2. – С. 69–77

4. Ст.2 Федерального Закона от 23.11.2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации

5. ГОСТ Р 54098-2010 Ресурсосбережение. Вторичные материальные ресурсы. Термины и определения. – Введ. 30-11-2010.- М.:Стандартинформ, 2011. - 4 с.

6. ГОСТ Р 56778-2015 Системы передачи тепла для отопления помещений. Методика расчета энергопотребления и эффективности" – Введ. 27-11-2015 - М.:Стандартинформ, 2016. - 2 с.

7. Исланова А. Утилизация доменного газа обеспечит предприятие паром [Электронный ресурс]// – Магнитка плюс – URL: <https://magnitka.jaktau.kz/?p=1144> (дата обращения 09.11.2022).

8. Большая советская энциклопедия. в 30-ти т.. – 3-е изд.. – М. : Совет. энцикл., 1969 – 1986.-719 с.

9. Салманов А.А. Утилизационная ТЭЦ на Новолипецком металлургическом комбинате // *Турбины и дизели.* – 2012. – Т. 44. – № 5 – С. 32–39.

10. Гордеева Т. А., Жегина И. П. Анализ изломов при оценке надежности материалов. – М.: «Машиностроение», 1978. – 200 с.

11. Угаров Г.Г., Нейман В.Ю. Анализ показателей электромагнитных ударных машин // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых.* – 1996. – № 2. – С. 72–80.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕВОДА КОТЛОВ НА РУКАВНЫЕ ФИЛЬТРЫ

Д.С. Шпилевская

**Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, daryanas01@mail.ru**

Научный руководитель: Щинников П.А., д.т.н., профессор

В данной работе проводится оценка эффективности перевода котлов на рукавные фильтры с целью модернизации тепловой электростанции (ТЭЦ) и уменьшения выбросов.

This paper evaluates the effectiveness of converting boilers to bag filters in order to modernize a thermal power plant (TPP) and reduce emissions.

Эффективность дооснащения котлов на рукавные фильтры может быть оценена по нескольким критериям. При этом важно учитывать, что конкретные результаты будут зависеть от типа котла, условий эксплуатации и других факторов. Преимущества рукавных фильтров

Рукавные фильтры — это более современная и эффективная технология фильтрации по сравнению с традиционными методами. Их основное преимущество - высокая степень удаления твердых частиц из дымовых газов, что способствует снижению загрязнения атмосферы и повышению эффективности работы системы отопления. Благодаря конструкции рукавных фильтров удается обеспечить стабильную и долговременную работу оборудования.

При сравнении эффективности рукавных фильтров с другими типами золоулавливающих установок, можно выделить несколько ключевых факторов. Рукавные фильтры обладают высокой степенью улавливания частиц различных размеров, что значительно повышает эффективность очистки газовых потоков. Также, они имеют более длительный срок службы и меньшие затраты на обслуживание по сравнению с другими методами.

Для оценки эффективности планируется провести серии расчетов работы энергоблока на базе турбины Т-115-8,8 в условиях получения ей пара от разных групп котлов. Разные группы котлов отличаются наличием в них разных систем очистки от золы. В результате сравнительных расчетов определяют эффективность перевода котлов на рукавные фильтры.

СОДЕРЖАНИЕ

НАУЧНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ – ЭНЕРГЕТИКА

Секция СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Богомолова Ю.И., Левин В.М.	Новосибирск	3
Волосатов Р.В.	Новосибирск	8
Деговцов Д.Д., Левин В.М.	Новосибирск	12
Зеленских А.А.	Новосибирск	16
Иванов Д.М.	Новосибирск	21
Иванова Е.М., Фролова Я.А.	Новосибирск	25
Ившина К.В.	Челябинск	30
Комписенко А.А.	Новосибирск	33
Кондратьева В.В.	Иркутск	38
Кошевой К.Э.	Новосибирск	41
Лазовский Р.А., Цуран М.В.	Новосибирск	45
Лесс В.М., Павлюченко Д.А., Любченко В.Я.	Новосибирск	50
Малюта Б.Д.	Томск	55
Местников Н.П., Реев В.Г., Кузьменко С.В.	Якутск, Новосибирск	59
Местников Н.П., Манусов В.З., Кузьменко С.В.	Якутск, Новосибирск	62
Михальченко Ю.Р.	Новосибирск	65
Можейкин К.А.	Новосибирск	70
Огурцов Д.А.	Челябинск	74
Одинабеков М.З., Фишов А.Г.	Новосибирск	77
Радько П.П.	Томск	81
Рудой В.И., Султанова Т.В., Кузютин К.А.	Чита	86
Таваров С.Ш.	Челябинск	90

**Секция РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА,
ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ,
ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТА**

Аверьянов С.С., Трофимов А.С.	Новосибирск	95
Годунцов Р.Е.	Новосибирск	99
Емельянова С.Е., Петров Г.Ю.	Новосибирск	104
Ибрагимов Б.Ф., Расулов А.М., Махмадсаидзода М.М.	Душанбе	108
Мигунова Л.Г., Строчков А.В., Мигунова Т.А.	Самара	113
Николаев И.Д.	Новосибирск	117
Петров Г.Ю., Емельянова С.Е.	Новосибирск	120
Сеймов К.Д., Осинцев А.А.	Новосибирск	123
Сидоров А.С.	Новосибирск	126
Халиман А.О.	Новосибирск	131

**Секция МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ
И В ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОЕНИИ**

Бирюкова А.С., Кравченко А.В.	Новосибирск	136
Ботвинина Е.С., Гришина Е.А.	Новосибирск	140
Гайдаренко Н.А., Семакина Г.А.	Новосибирск	143
Гулькин А.В., Чиркова И.Г.	Новосибирск	148
Клименко Д.В., Крылова Е.В.	Новосибирск	152
Коротовская И.А., Гришина Е.А.	Новосибирск	155
Кузнецов А.О., Крылова Е.В.	Новосибирск	158
Лаптев Н.А., Семакина Г.А.	Новосибирск	160
Михайлов М.А., Чаптыкова В.М., Дронова Ю.В.	Новосибирск	165
Паутов В.С., Гришина Е.А.	Новосибирск	169
Терещенко П.Б., Гришина Е.А.	Новосибирск	173
Чаптыкова В.М., Михайлов М.А., Дронова Ю.В.	Новосибирск	177
Ямзин К.Е., Троянова Е.Н.	Ханты-Мансийск	181

Секция ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Анфертьев Н.А.	Новосибирск	186
Виноградов С.В., Почтарь А.С.	Новосибирск	189
Галкин С.В.	Усть-Каменогорск	191
Дорофеев А.В., Григорьева О.К.	Новосибирск	195
Кабардин П.А.	Новосибирск	198
Князев В.И.	Новосибирск	202
Корепанова Е.М.	Новосибирск	207
Мухин Д.Г.	Новосибирск	210
Оленникова А.С., Синельников Д.С.	Новосибирск	214
Полева А.А.	Новосибирск	217
Поткин Н.А., Боруш О.В.	Новосибирск	218
Почтарь А.С., Боруш О.В.	Новосибирск	223
Солдаткина М.С., Мидлер В.В.	Новосибирск	226
Степанов А.Ю., Боруш О.В.	Новосибирск	229
Степанов Д.Ю., Щинников П.А.	Новосибирск	232
Федоренко В.А.	Новосибирск	234
Хорева В.А., Елистратов С.Л.	Новосибирск	239
Червоткин И.С.	Новосибирск	241
Шарипова Р.Х., Тамаренко А.П.	Новосибирск	245
Шпилевская Д.С.	Новосибирск	250

НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ

**XVII Всероссийская научная конференция молодых ученых
г. Новосибирск, 04-08 декабря 2023 г.**

Сборник научных трудов в 11 частях

Часть 4

Под редакцией Соколовой Д.О.

Подписано в печать 29.01.2024. Формат 60×84/16. Бумага офсетная.

Уч.-изд. л. 14,88. Печ. л. 16,0. Тираж 100 экз. Заказ № Р-02884

Отпечатано в типографии

Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20