

Заявка

на участие в республиканском конкурсе молодежных инициатив «Мы выбираем энергоэффективность-2022»

1. Сведения об участнике

Ф.И.О. участника (последнее – при наличии)	Галяутдинова Алсу Ренатовна
Почтовый адрес с указанием индекса	420066, г.Казань, ул.Красносельская, д.51
Образовательное учреждение	ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Факультет/Кафедра	ИЭЭ, кафедра ЭПП
Класс/Курс	2 курс аспирантуры
Контактный телефон участника	89655930030
E-mail участника	Alsu296@ya.ru

2. Сведения о конкурсной работе

Название конкурсной работы	Интеллектуальная система оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ
Номинация конкурса, на которую подается конкурсная работа	Лучшее инженерно-техническое решение по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

3. Перечень прилагаемых к заявке документов:

№	Интеллектуальная система оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ (20 стр.)
1	Заявка (1 стр.)
2	Паспорт конкурсной работы (9 стр.)
3	Презентация работы (8 стр.)
4	Согласие на обработку персональных данных (2 стр.)



Галяутдинова А.Р.
23.03.2021

Паспорт конкурсной работы
республиканского конкурса молодежных инициатив
«Мы выбираем энергоэффективность-2022»

1. Название конкурсной работы: Интеллектуальная система оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ

2. Номинация: Лучшее инженерно-техническое решение по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

Аннотация конкурсной работы: Работа посвящена интеллектуальной системе оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, которая имеет трехуровневую структуру: первый уровень – контрольно-измерительные приборы, второй - программируемые логические контроллеры, третий - система сбора и обработки данных. На третьем уровне осуществляется оценка технического состояния оборудования трансформаторной подстанции, с использованием разработанной методики онлайн оценки технического состояния оборудования трансформаторной подстанции. Цифровизация топливно-энергетического комплекса во всем мире привела к активному внедрению цифровых технологий и платформенных решений во все сегменты отрасли. Актуальная в Российской Федерации концепция «Цифровая трансформация 2030» в электроэнергетике предъявляет высокие требования к системе контроля и обеспечения надежности функционирования оборудования. На сегодняшний день, существующая система технического обслуживания и ремонта оборудования трансформаторных подстанций РТ с периодическими визуальными осмотрами объекта оперативным персоналом является экономически нецелесообразной. Разработка интеллектуальной системы оценки технического состояния оборудования подстанций, которая включает в себя систему мониторинга и методику оценки технического состояния оборудования трансформаторной подстанции, является актуальной задачей для г.Казани и всей РТ. Интеллектуальная система позволяет:

- совершенствовать методы раннего выявления и локализации дефектов электрооборудования электрических подстанций;
- эффективно использовать энергетическое оборудование на основе организации технического обслуживания и ремонта оборудования с учетом оценки технического состояния;

- проводить статистическую обработку данных, получаемых от установленных датчиков на трансформаторной подстанции в режиме онлайн;
- уменьшить объем ущерба, вызванного аварийным выходом из строя оборудования трансформаторной подстанции.

3. Теоретическая часть: Объектом исследования является подстанция и основное оборудование трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ: силовой трансформатор, высоковольтный выключатель, разъединитель, ОПН, кабельные линии. Предмет исследования – техническое состояние основного оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ и их диагностические параметры. Основным критерием для создания системы мониторинга трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ является возможность регистрации и анализа диагностических параметров в режиме реального времени, т.е. в режиме онлайн, а также дистанционное наблюдение и контроль состояния действующего оборудования.

В интеллектуальной системе источниками информации являются данные диагностируемых параметров, полученных из системы мониторинга. Система мониторинга имеет три уровня:

- уровень сбора данных, который включает в себя датчики и контрольно-измерительные приборы;
- уровень первичной обработки измеряемых параметров, команд управления и передача данных на верхний уровень (программируемые логические контроллеры);

Контроллер диагностики, установленной на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ производит опрос внешних подключаемых устройств и передает информацию в заданном формате на верхний уровень подстанции.

- уровень консолидации, хранения, визуализации и анализа данных (диспетчерский пункт, автоматизированное рабочее место, серверы).

В таблице 1 приведен перечень диагностических параметров и оборудование для их регистрации.

Таблица 1

Перечень измерений для анализа основного оборудования подстанции

Тип оборудования	Диагностические параметры	Оборудование
Силовой трансформатор	Хроматографический анализ масла	Intellix GLA 100
	Влагосодержание	TDM-10

ТМН – 6300 35/6,3	Температуры масла в баке	TDM-S/ TDM-10
	Температура контактных соединений вводов	RFSens, WDM-T
	Уровень частичных разрядов	TDM-S, TDM-10/0,4
	Вибрация	Датчики вибрации ИВД-3Ц-3, TDM-10
ВВН – СЭЩ – 35	Коммутационный ресурс выключателей	BDM, БМРЗ - 100
	Токи нагрузки по фазам выключателя	
	Форма графиков токов соленоидов	
Разъединители 35 кВ	Температура контактов	RFSens, WDM-T
ОПН 35 кВ	Информация о срабатывании	ОПН-2, WDM
	Импульсы тока	ОПН-2, WDM
Кабельные линии	Уровень частичных разрядов	CDM-15

Методика оценки технического состояния оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (коэффициента экспресс-анализа) по результатам экспресс-анализа оборудования подстанции. Результатом оценки служит КЭА оборудования, который представляется в виде численной величины от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение) (табл. 2).

Таблица 2

Диапазоны КЭА

Диапазон КЭА	Вид технического состояния
$КЭА \leq 25$	Критическое
$25 < КЭА \leq 50$	Неудовлетворительное
$50 < КЭА \leq 70$	Удовлетворительное
$70 < КЭА \leq 85$	Хорошее
$85 < КЭА \leq 100$	Очень хорошее

Для решения задач системного анализа наиболее эффективным способом является метод декомпозиции. Данный метод использован при разработке архитектуры системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, которая включает в себя:

- оценку параметров экспресс-анализа оборудования;

- расчет КЭА параметров оборудования;
- расчет КЭА всей трансформаторной подстанции;
- сравнение КЭАс диапазоном по 100-балльной шкале;
- определение технического состояния для каждого оборудования и всей подстанции в целом.

На основании методики онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции, разработаны алгоритмы расчета КЭА для каждого элемента подстанции и всей трансформаторной подстанции. КЭА каждого элемента трансформаторной подстанции рассчитывается индивидуально по выбранным параметрам. Каждый измеренный параметр технического состояния оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений от предельно-допустимых. Весовой коэффициент каждому параметру присваивается по важности. Для определения весовых коэффициентов применяется метод Саати. Идея метода состоит в том, что попарно сравниваются каждые два объекта и определяется первенство одного из них. Расчет КЭА основного оборудования трансформаторной подстанции вычисляется по формуле:

$$КЭА = 100 \times \frac{\sum_{i=1}^n KB_i \times B_i}{4}, (1)$$

где KB_i – значение весового коэффициента выбранных параметров;

B_i – значение, определенное в соответствии с методикой балльной оценки параметров.

Итоговый КЭА определяется по способу соединения элементов трансформаторной подстанции:

$$КЭА = \sum (КЭА \times B), (2)$$

где КЭА - итоговый КЭА основного оборудования ПС (силового трансформатора, высоковольтного выключателя, разъединителя, ОПН, кабельных линий 6 кВ, выключателей 6 кВ);

B - весовой коэффициент оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ по степени важности, на основании статистики отказов.

Результаты оценки экспресс-анализа основного оборудования формируется в зависимости от соответствия полученного значения КЭА одному из диапазонов (рис.3) и выводятся в подсистему вывода.

Критическое (красный) $КЭА \leq 25$	Неудовлетворительное (оранжевый) $25 < КЭА \leq 50$	Удовлетворительное (желтый) $50 < КЭА \leq 70$	Хорошее (зеленый) $70 < КЭА \leq 85$	Очень хорошее (Т-зеленый) $85 < КЭА \leq 100$
---	---	--	--	---

Рис 1. Шкала оценивания КЭА.

Программное обеспечение для расчета коэффициента экспресс-анализа разработано на

ядре программного средства Grafana - платформы с открытым исходным кодом для визуализации, мониторинга и анализа данных. Grafana является универсальным клиентом для систем хранения метрик, с помощью нее осуществляется получение данных из базы данных. Верхним уровнем системы мониторинга подстанции является портал kgeu.

4. Практическая часть: Разработана интеллектуальная система оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, которая включает в себя систему мониторинга и методику онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ. Алгоритм расчета КЭА составлен на основании методики онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции. Алгоритмы расчета КЭА основного оборудования трансформаторной подстанции реализованы в программном обеспечении.

Данные, собираемые с датчиков посредством контроллера диагностики, установленных на соответствующих узлах оборудования, передаются на портал kgeu в режиме реального времени. На рис.2 представлены данные кабельных линий, получаемые из системы мониторинга CDM-15.

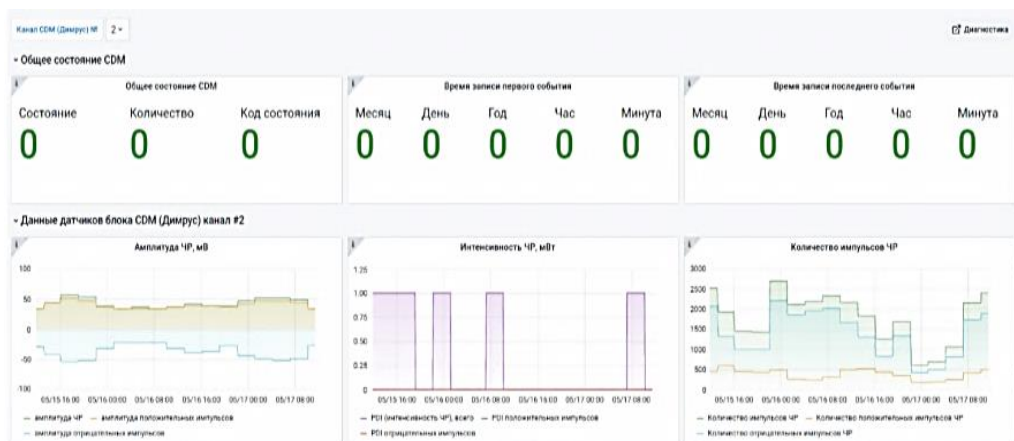


Рис.2. Получаемые данные из системы CDM-15.

На рис.3 представлен температурный график трансформатора №2 на напряжение 35/6(10) кВ по трем фазам с указанием минимального, максимального и текущего значений. Данные температуры вводов трансформатора передаются в режиме реального времени из системы мониторинга - датчика RF-Sens, установленный на трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ.

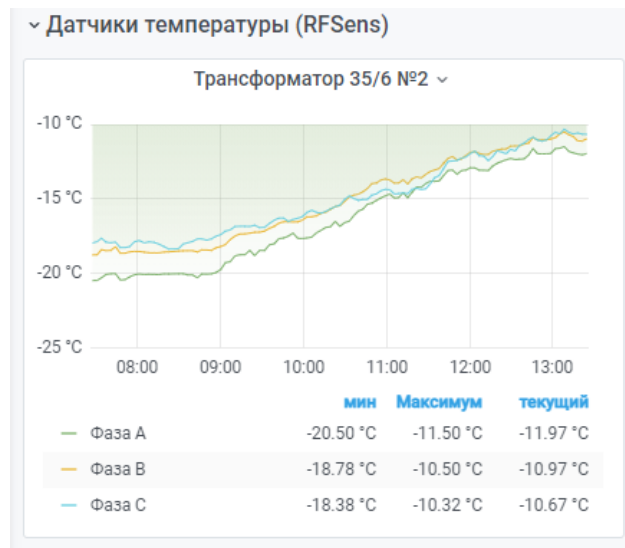


Рис.3. График температур от датчика RF-Sens.

В портале kgeu создана вкладка диагностика, где выводятся расчетные КЭА оборудования трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ, согласно разработанным алгоритмам[9]. На рис.4 представлены эти данные. Для визуализации все данные сохраняются в виде графиков, соответственно можно отследить время выхода из строя элементов трансформаторной подстанции.



Рис. 4. Расчетные КЭА оборудования трансформаторной подстанции.

Цветовая сигнализация системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции осуществляется на верхнем уровне системы. Исходя из того, в какой диапазон попадает КЭА, на экране высвечивается тот цвет из рис.1. При необходимости можно посмотреть техническое состояние отдельного оборудования подстанции и их параметров, не выезжая на трансформаторную подстанцию.

5. Обоснование экономической эффективности

Согласно данным региональных сетевых компаний, среднее время восстановления силовых трансформаторов составляет в среднем 88 часов (3,69 дня), коммутационных аппаратов в среднем 10 часов (0,44 дня), а кабельных линий в среднем 18,1 часа (0,75 дня) (включает определение места повреждений, замену участка кабеля в траншее, установку соединительной муфты), нарушения на подстанционном оборудовании, возникшие по причине пробоя и нарушения изоляции в среднем за 12 часов (0,5 дня).

Распределение времени устранения технологических нарушений и аварий по категориям оборудования выглядит следующим образом (рис. 5):

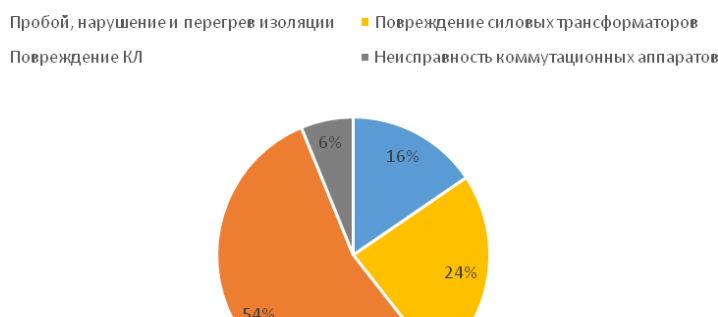


Рис. 5. Расчетное распределение времени устранения технологических нарушений и перерывов электроснабжения по среднему количеству нарушений в год

В настоящее время основными системами для снижения ущерба от аварийных режимов работы электроустановок являются:

- системы эксплуатационного мониторинга, осуществляющие диспетчерское и местное управление режимами работы электрооборудования;
- системы автоматической защиты и противоаварийной автоматики.

Выбор категории электрооборудования в электрических сетях для оснащения их системами диагностического мониторинга может быть обусловлен исходя из технической и экономической эффективности на основании показателей аварийности. Так для электроприемников II категории надежности предусматриваются резервные источники электроснабжения, при этом имеет место допустимая для них частота отказов 2,5 отказа/год, а также время перерывов в электроснабжении не более 0,5 ч. К данной категории относятся промышленные потребители.

Для расчета экономического эффекта от внедрения системы мониторинга можно воспользоваться следующей формулой:

$$C = T * a + b * \omega,$$

Где C – ущерб, руб; a – ущерб от перерыва электроснабжения для потребителя, руб; T – среднее время простоя электрооборудования на единицу отказа, ч; b – стоимость ремонта, руб, ω – среднее количество отказов в год.

Вероятности выхода из строя каждого вида оборудования, с учетом статистики повреждаемости, представлены в таблице 3.

Таблица 3

Вероятность выхода из строя электрооборудования без использования системы мониторинга

	Силовой трансформатор	КЛ	Высоковольтный выключатель
Общее количество (экспертно)	600	6000	900
Вероятность выхода из строя	0,0057	0,0063	0,0082

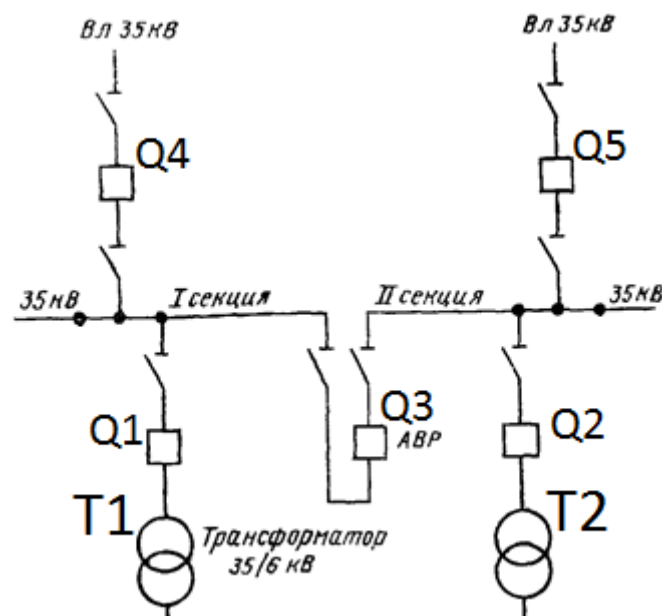


Рис. 6. Схема понизительной подстанции 35/6 кВ

Полная вероятность наступления перерыва электроснабжения, согласно схеме на рис. 6 и Таблице 6, рассчитывается по формуле:

$$P = T1 * T2 + Q1 * Q2 + Q4 * Q5 + Q1 * Q3 + Q2 * Q3 + Q4 * Q3 + Q5 * Q3 + I^2 + T1 * Q3 + T2 * Q3 + T1 * Q2 + T2 * Q1 \approx 0,093$$

Таким образом, из общего числа случаев технологических нарушений аварий, до 9,3% из них могут привести к полному отключению крупного потребителя.

Экономический эффект внедрения интеллектуальной системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции составляет в 3-6 раз больше, чем затрачивает

энергокомпания на систему контроля, включая периодические измерения на отключенном оборудовании.

6. Заключение

Большинство систем контроля технического состояния, на сегодняшний день, работают отдельно друг от друга и позволяют оценить техническое состояние каждого элемента подстанции индивидуально. Разработанная интеллектуальная система обеспечивает процесс удаленного наблюдения и контроль состояния действующего оборудования, прогнозирования изменения технического состояния на основе собранных данных; позволяет оценить техническое состояние трансформаторной подстанции комплексно. В рамках разработки интеллектуальной системы оценки была создана и установлена система мониторинга технического состояния основного оборудования; разработаны алгоритмы расчета КЭА всей трансформаторной подстанции. Разработана методика онлайн оценки технического состояния трансформаторной подстанции, которая реализована в программном обеспечении.

Внедрение интеллектуальной системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ в трансформаторные подстанции данного уровня напряжения приведет к уменьшению вероятности возникновения аварийных ситуаций, эффективному использованию оборудования трансформаторной подстанции, сокращению затрат на техническое обслуживание и ремонт, за счет перехода к ремонту оборудования по фактическому состоянию. Потенциальными потребителями интеллектуальной системы являются АО «Сетевая компания», ПАО «Татнефть».

Приложение № 4
к Положению о проведении
Конкурса

**Согласие на обработку персональных данных, разрешенных субъектом
персональных данных для распространения**

Я, Галяутдинова Алсу Ренатовна, контактный телефон: 89655930030, адрес электронной почты Alsu296@ya.ru, руководствуясь статьей 10.1 Федерального закона от 27 июля 2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных» заявляю о согласии на распространение Государственным автономным учреждением «Центр энергоресурсоэффективных технологий Республики Татарстан» (ИНН 1654029730, ОГРН 1021602848519, место нахождения: г.Казань, ул. Академика Губкина, 50, помещение 1001) (далее – Оператор), в рамках проведения **республиканского конкурса молодежных инициатив «Мы выбираем энергоэффективность»** моих персональных данных с целью размещения информации обо мне на официальном сайте Татарстанского международного форума по энергетике и энергоресурсоэффективности в следующем порядке:

Категория персональных данных	Перечень персональных данных	Разрешаю к распространению (да/нет)	Разрешаю к распространению неограниченному кругу лиц (да/нет)	Условия и запреты	Дополнительные условия
Общие персональные данные	Фамилия	да	да		
	Имя	да	да		
	Отчество	да	да		
	Учебное заведение	да	да		
	Социальный статус	да	да		
Биометрические персональные данные	Цветное цифровое фотографическое изображение лица	да	да		

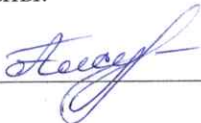
Сведения об информационных ресурсах Оператора, посредством которого будут осуществляться предоставление доступа неограниченному кругу лиц и иные действия с персональными данными субъекта персональных данных:

Информационный ресурс	Действия с персональными данными
http://tef.tatar	Предоставление неограниченному кругу лиц

Настоящее согласие дано мной добровольно и действует с «23» 03 2022г.
по «24» 04 2022г.

Оставляю за собой право потребовать прекратить распространять мои персональные данные. В случае получения требования Оператор обязан немедленно прекратить распространять мои персональные данные, а также сообщить перечень третьих лиц, которым персональные данные были переданы.

23.03.2022



Галяутдинова А. Р.

Согласие на обработку персональных данных

Я, Галяутдинова Алсу Ренатовна, обучающаяся в ФГБОУ ВО «КГЭУ» аспирантуре по направлению подготовки 12.06.01 Фотоника, приборостроение, оптические и биотехнические, системы и технологии, научная специальность 05.11.13 Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий, контактный телефон: 89655930030, согласно статье 9 Федерального закона от 27 июля 2006года № 152-ФЗ «О персональных данных» по своей воле и в своих интересах даю согласие Государственному автономному учреждению «Центр энергоресурсоэффективных технологий Республики Татарстан» (далее – Оператор), в рамках проведения **республиканского конкурса молодежных инициатив «Мы выбираем энергоэффективность»** на обработку своих персональных данных с использованием средств автоматизации, а также без использования таких средств с целью создания базы данных участников конкурса, размещения информации о достижениях и размещения информации о победителях конкурса на сайтах Оператора (tef.tatar.ru).

Настоящим даю свое согласие Оператору, на обработку моих персональных данных, относящихся к перечисленным ниже категориям персональных данных:

1. Ф.И.О.
2. Контактный телефон
3. Учебное заведение
4. Социальный статус

Я даю согласие на использование персональных данных исключительно в следующих целях:

- формирование и обработка заявки на участие в конкурсе молодежных инициатив «Мы выбираем энергоэффективность»;
- рассмотрение представленных конкурсных материалов;
- ведение статистики;
- публикация на официальном сайте Оператора результатов конкурса;
- иные действия, связанные с вышеуказанными целями.

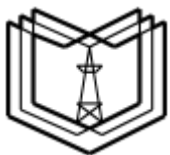
Даю согласие на использование своих изображений в информационных и иных материалах, размещаемых в печатных изданиях, в сети интернет, в радио- и телевизионном эфире в рамках публикации информации о республиканском конкурсе молодежных инициатив «Мы выбираем энергоэффективность».

Изображения не могут быть использованы способами, порочащими мою честь, достоинство и деловую репутацию.

Настоящее согласие на обработку персональных данных действует с момента представления бессрочно и может быть отозвано мной при представлении Исполнителю (оператору) заявления в простой письменной форме в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.

"23" марта 2022 г.





**Казанский
государственный
энергетический
университет**



Интеллектуальная система оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ

*Работу выполнила Галяутдинова А.Р. – аспирантка 2 курса кафедры ЭПП;
Научный руководитель Ившин И.В. – д-р техн. наук, профессор, проректор
по НК, заведующий кафедрой ЭПП.*

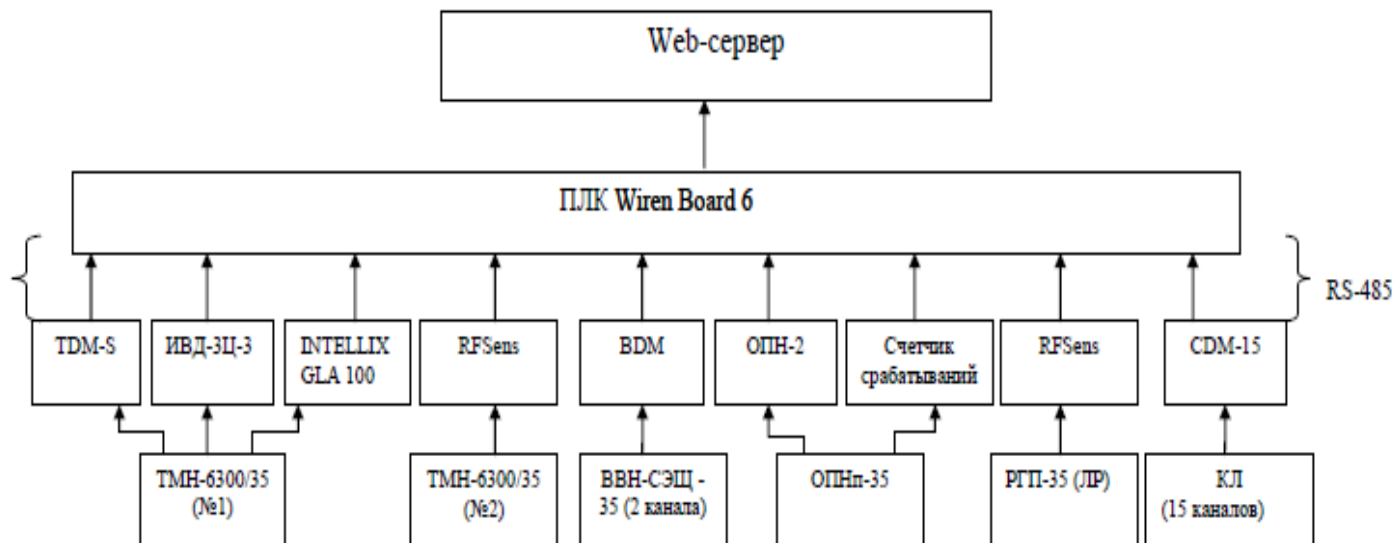
г.Казань, 2022



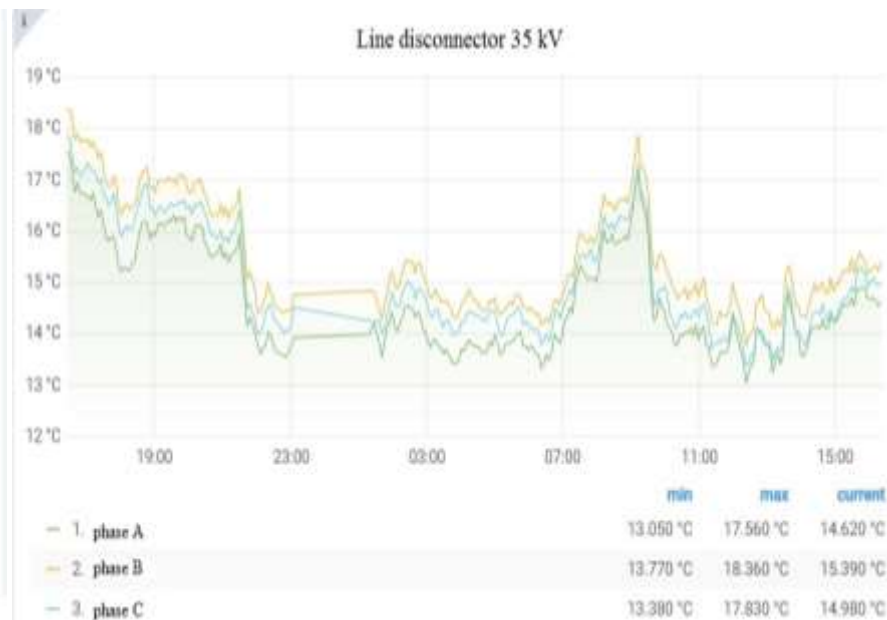


Система мониторинга технического состояния оборудований подстанции

КГЭУ



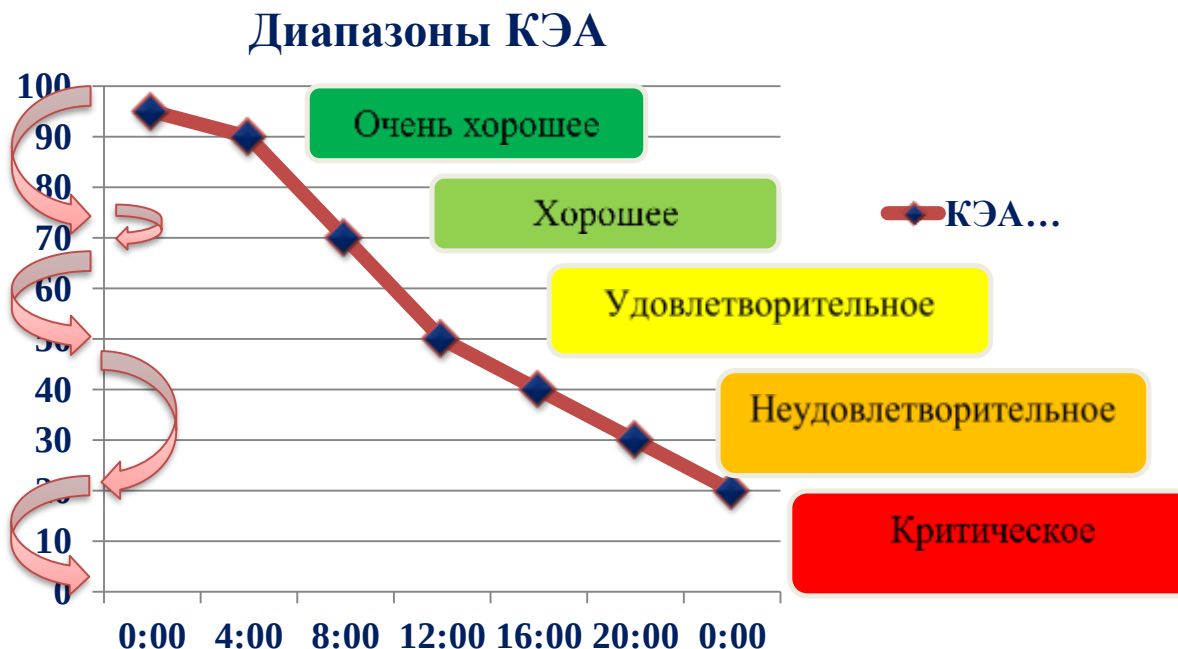
Визуализация получаемых данных





КГЭУ

Методика оценки работоспособности ТП 35/6(10) кВ



- Методика оценки работоспособности ТП 35/6(10) кВ представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (КЭА) по результатам экспресс-анализа оборудования ТП с помощью разработанной системы мониторинга.
- Результатом оценки служит КЭА оборудования, который представляется в виде численной величины от 0 до 100.



Алгоритм оценки технического состояния оборудования подстанции

КГЭУ

1. Выбор единицы оборудования подстанции

2. Определение параметров технического состояния оборудования

3. Определение диапазона значений параметров технического состояния оборудования

4. Сопоставление фактического значения параметра технического состояния оборудования

5. Определение бальной шкалы оценки параметров технического состояния оборудования

6. Оценка параметров технического состояния оборудования

7. Определение «веса» параметра в оценке состояния оборудования

8. Оценка технического состояния оборудования и прогнозирование

9. Оценка состояния всей подстанции

Диапазон КЭА	Вид технического состояния	Визуализация (цвет)
$КЭА \leq 25$	Критическое	Красный
$25 < КЭА \leq 50$	Неудовлетворительное	Оранжевый
$50 < КЭА \leq 70$	Удовлетворительное	Желтый
$70 < КЭА \leq 85$	Хорошее	Зеленый
$85 < КЭА \leq 100$	Очень хорошее	Т-зеленый

Ожидаемые эффекты:

- Дистанционное наблюдение;
- Контроль за состоянием действующего оборудования;
- Прогнозирование изменения технического состояния оборудования;
- Уменьшение вероятности возникновения аварийных ситуаций;
- Эффективное использование оборудования;
- Сокращение затрат на техническое обслуживание и ремонт.



Расчетные коэффициенты элементов подстанции

КГЭУ

Linear disconnector 35 kV №1



Linear disconnector 35 kV №2



Bus disconnector 35 kV №1



Bus disconnector 35 kV №2



High voltage switch №1



High voltage switch №2



Transformer №1



Transformer №2



Состояние каналов CDM

Состояние канала 1

Норма

Состояние канала 5

Норма

Состояние канала 9

Норма

Состояние канала 13

Норма

Состояние канала 2

Норма

Состояние канала 6

Норма

Состояние канала 10

Норма

Состояние канала 14

Норма

Состояние канала 3

Норма

Состояние канала 7

Норма

Состояние канала 11

Норма

Состояние канала 15

Норма

Состояние канала 4

Норма

Состояние канала 8

Норма

Состояние канала 12

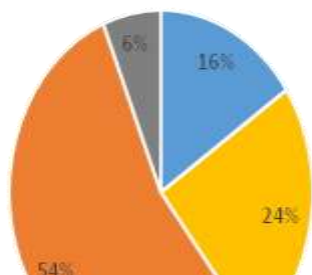
Норма



КГЭУ

Экономический эффект

Пробой, нарушение и перегрев изоляции ■ Повреждение силовых трансформаторов
Повреждение КЛ ■ Неисправность коммутационных аппаратов



- Согласно данным региональных сетевых компаний, среднее время восстановления силовых трансформаторов составляет в среднем 88 часов (3,69 дня), коммутационных аппаратов в среднем 10 часов (0,44 дня), а кабельных линий в среднем 18,1 часа (0,75 дня) (включает определение места повреждений, замену участка кабеля в траншее, установку соединительной муфты), нарушения на подстанционном оборудовании, возникшие по причине пробоя и нарушения изоляции в среднем за 12 часов (0,5 дня).
- Экономический эффект внедрения интеллектуальной системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции составляет в 3-6 раз больше, чем затрачивает энергокомпания на систему контроля, включая периодические измерения на отключенном оборудовании.



КГЭУ

Заключение

➤ Внедрение интеллектуальной системы оценки технического состояния трансформаторной подстанции 35/6(10) кВ на ТП приведет к:

❖ уменьшению вероятности возникновения аварийных ситуаций;

❖ эффективному использованию оборудования ТП, на основе организации технического обслуживания и ремонта оборудования с учетом оценки технического состояния;

❖ сокращению затрат на техническое обслуживание и ремонт;

❖ совершенствованию методов раннего выявления и локализации дефектов электрооборудования ТП.

