

ЭНЕРГЕТИКА

ВЕСТНИК

СОЮЗА ИНЖЕНЕРОВ-ЭНЕРГЕТИКОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



№ 2(85)

ИЮНЬ

2023

Новый подход к энергетике

MWM
Energy. Efficiency. Environment.



Газопоршневые установки MWM производятся в Германии (г. Мангейм) в диапазоне мощности от 400 до 4500 кВт и используются для строительства электростанций мощностью до 100 МВт и более. Двигатели работают на различных видах газа, таких как природный газ, пропан, попутный газ, шахтный метан, биогаз, свалочный газ и других видах газа.

www.mwm.at



МВМ Австрия ГмБХ, Archengasse 24C, 6130 Schwaz, Austria, T: +43 5452 23100, E: info-austria@mwm.net

ru.longxiangelectric.com

Первый бренд вакуумного выключателя в Китае

LONGXIANG Electric

Высокие технологии и разумные цены, вакуумные выключатели хорошо продаются в Китае и за рубежом



- ◆ Акцент на производстве вакуумного выключателя высокого напряжения 30 лет
- ◆ Получено 18 патентов на изобретение
- ◆ Годовой объём производства вакуумных выключателей 12 000 единиц
- ◆ Продукция экспортируется в страны СНГ, Америку, Восточную и Юго-Восточную Азию и другие страны



I VIB-12

Высоковольтный вакуумный выключатель внутренней установки (распределительный шкаф)

OEM/ODM



(SHAANXI LONGXIANG ELECTRIC)

e-mail: vcb@longxiangelectric.com

LONGXIANG ELECTRIC Co.,Ltd.

+86-917-6732963 • факс: +86-917-6732963



ОЮЛ «СОЮЗ ИНЖЕНЕРОВ-ЭНЕРГЕТИКОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

ЖУРНАЛ «ЭНЕРГЕТИКА»

Единственное в Казахстане специализированное издание, посвящённое вопросам промышленной энергетики.



РУБРИКИ



Новости

Реализация модели конкурентного оптового рынка электроэнергии



Производство

Рост и ввод соответствующих объемов мощностей



Технологии

Модернизация и реконструкция собственных энергетических мощностей



Мнения

Руководителей, экспертов, ученых по разным острым темам в отрасли



ЭНЕРГЕТИКА

ВЕСТНИК

СОЮЗА ИНЖЕНЕРОВ-ЭНЕРГЕТИКОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



№ 2(85)
ИЮНЬ
2023

Новый подход к энергетике

MWM
Energy. Efficiency. Environment.



Газопоршневые установки MWM производятся в Германии (г. Мангейм) в диапазоне мощности от 400 до 4500 кВт и используются для строительства электростанций мощностью до 100 МВт и более. Двигатели работают на различных видах газа, таких как природный газ, пропан, попутный газ, шахтный метан, биогаз, свалочный газ и других видах газа.

www.mwm.at

MWM Австрия ГмбХ, Archengasse 24C, 4130 Schwarz, Austria, T. +43 5452 23100, E. info-austria@mwm.net



СОТРУДНИЧЕСТВО

В нашем отраслевом журнале освещаются животрепещущие проблемы по бесперебойной работе объектов энергетической промышленности, авторитетные мнения руководителей, экспертов, ученых по разным острым темам в отрасли.

+7 775 974 31 21



050013, г. Алматы, ул. Байтурсынова, 145



www.kazenergy.kz
2929576@mail.ru

СОДЕРЖАНИЕ

На полосах обложки:

- 1 MBM Австрия ГмбХ, Archengasse 24C, 6130 Schwaz, Austria
Газопоршневые установки MWM от 400 до 4500 кВт
- 2 LONGXIANG Electric
Первый бренд вакуумного выключателя в Китае
- 3 ООО ИК «АМАКС», Москва
Модернизация ТЭЦ и котельных
- 4 OMICRON electronics GmbH
Новейшие разработки в Test Universe 4.31

Внутренние полосы:

- 1 ОЮЛ «Союз инженеров-энергетиков РК», Алматы
Ценовое предложение журнала «Энергетика»
- 2 Выходные данные, содержание, колонка редактора
МНЕНИЯ, ТЕХНОЛОГИИ, ПРОИЗВОДСТВО
- 6 Оразбек БЕКБАС
Обращение к ПРЕМЬЕР-МИНИСТРУ РК СМАИЛОВУ А.А.
- 8 АО «KEGOC», АРИНОВ С.Б.
Возможности применения цифровых двойников в электроэнергетике
- 12 ТОО «Росатом Центральная Азия»
(дочернее предприятие Госкорпорации «Росатом») АЭС «Аккую» - крупнейший проект в истории российско-турецкого сотрудничества
- 16 Петр СВОИК
Зачем рынку электроэнергии единый закупщик, как сделать этот рынок конкурентным и какой должна быть тарифная политика
- 21 Рустам ГИЛЬМУДИНОВ
Проблемы, вопросы, решения в энергетике Казахстана
- 22 Александр ТРОФИМОВ, Лев ПЕВЗНЕР
Выступление на Международном форуме ветеранов энергетиков РК
- 24 Атомная энергетика необходима Казахстану
Встреча экспертов энергетической отрасли
- 30 Леонид ЖУРАВЛЕВ
Проблемы развития и эксплуатации электрических сетей 6-10 кВ в городах в условиях современной экономики
- 34 Меирбек ГУБАШЕВ
Деятельность АО «Атырау Жарык» по передаче электроснабжения потребителям Атырауской области
- 38 Ануар БЕРЛИБАЕВ
АО «Шардаринская ГЭС» - жемчужина казахстанской электроэнергетики и является крупной энергопроизводящей организацией в Туркестанской области
- 40 Создатели ChatGPT Сэм и Илья: наше детище будет лечить болезни и изменит Израиль
- 42 Андрей КЛИМЕНКО,
Дмитрий ВИТОШНОВ

ТОО «ADVANTEK SYSTEMS»,
Замена устаревших оптических мультиплексоров на транспортных промышленных сетях
ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЕ

- 46 Владимир МАРКОВ
ООО ИК «АМАКС»
Дроссельная заслонка: проверенный принцип-новое исполнение
- 50 Олег БОЛОТИН, Николай ГРЕБЕНЩИКОВ,
Григорий ПОРТНОЙ, Константин РАЗУМОВСКИЙ,
Олег ЯЦЕНКО
ООО «НПО «Горизонт Плюс»
Российские датчики тока и напряжения для рынка Казахстана
- 54 ТОО «нВент Термал КЗ», Атырау
Обеспечивая ровный ход жизни на долгие годы вперед
- 55 Компания «UniversalGroundSystem», Алматы
Универсальное объемно-активное заземляющее устройство «UGS»
ИЗМЕРЕНИЯ, ДИАГНОСТИКА, ИСПЫТАНИЯ
- 56 OMICRON electronics GmbH
Практическое применение виброакустического сканирования и диагностики РПН
- 65 OMICRON electronics GmbH
Прислушайтесь к своему РПН
- 66 Дмитрий ТИН, ТОО «Test instruments», Алматы
Токоизмерительные клещи 200-й серии - в реестре средств измерений Республики Казахстан
- 71 ТОО «Test instruments», Алматы
Измерительные приборы и инструмент высшего качества
- 72 ТОО «Пергам-Казахстан», Астана
DISTRAN ULTRA Pro – портативный ультразвуковой прибор для визуализации утечек
- 73 ТОО «Пергам-Казахстан», Астана
Поиск и диагностика подземных коммуникаций
- 74 ТОО «Пергам-Казахстан», Астана
S400 Выше головы не прыгнешь... Взлетаем!
- 75 ТОО «Пергам-Казахстан», Астана
Диагностическое и испытательное оборудование для систем электроэнергетики
С ЮБИЛЕЕМ!
- 76 ТЮТЕБАЕВ Серик Суинбекович, 65 лет
- 78 МУХАМЕД-РАХИМОВ Нурлан Тауфикович, 65 лет
- 80 ЕРЕКЕШЕВ Ермек Абдуалиевич, 80 лет
- 81 ВАСИЛЬЕВ Анатолий Матвеевич, 70 лет
- 82 Компания VOLSVL
Решение для ВОЛС на ВЛ

Журнал

ЭНЕРГЕТИКА

В нашем отраслевом журнале освещаются животрепещущие проблемы по бесперебойной работе объектов энергетической промышленности, авторитетные мнения руководителей, экспертов, ученых по разным острым темам в отрасли.



САЙТ
www.kazenergy.kz

ЭНЕРГЕТИКА

Вестник Союза инженеров-энергетиков
Республики Казахстан

Информационно-аналитический
производственный журнал

№ 2 (85) 2023 г.

Учредитель:
Союз инженеров-энергетиков
Республики Казахстан

Директор проекта
Марат ДУЛКАПРОВ – генеральный директор СИЭ РК, тел.: +7 (727) 293-5380
Главный редактор
Алия БАКТЫГЕРЕЕВА
тел.: +7 (727) 292-9576, +7 (775) 974-3121
e-mail: 2929576@mail.ru

Технический редактор
Александр ТРОФИМОВ – председатель правления СИЭ РК
тел.: +7 (777) 395-0425, +7 (727) 269-8323
Отдел рекламы и подписки
тел.: +7 (777) 238-9605, +7 (727) 292-2029,
e-mail: 2922029@mail.ru
Верстка и дизайн NT Frame

Электронная версия: www.kazenergy.kz
Издание зарегистрировано в Министерстве культуры, информации и общественного согласия Республики Казахстан.
Свидетельство № 2337-Ж от 03.10.2001 г.

Подписка принимается Союзом инженеров-энергетиков РК и в почтовых агентствах по индексу 75193.

Мнение редакции может не совпадать с позицией автора. Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов.

Все права защищены.
Объем 13 п. л., формат 60 × 84/8.
Тираж 1000 экз.

Отпечатано в ТОО «Print House Gerona», г. Алматы, ул. Сапасава, 30а/3.



ОБРАЩЕНИЕ
КАЗАХСТАНСКОГО ОТРАСЛЕВОГО
ПРОФСОЮЗА ЭНЕРГЕТИКОВ
К ПРЕМЬЕР-МИНИСТРУ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
СМАИЛОВУ А.А.

Глубокоуважаемый Алихан Асханович!

В настоящее время в адрес ОО «Казахстанский отраслевой профсоюз энергетиков» (далее – Казэнергпрофсоюз) поступают многочисленные обращения от его филиалов и членских организаций, функционирующих на энергопредприятиях страны. Суть их заключается в том, что реализованные Министерством национальной экономики меры как поправки в Закон Республики Казахстан «О естественных монополиях» и в приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 19 ноября 2019 года № 90 «Об утверждении Правил формирования тарифов» (далее – Приказ, введен в действие с 31 марта 2023 года.), не способствуют улучшению материального положения работников электроэнергетической отрасли.

Так, указанными правовыми актами расширен перечень оснований для пересмотра утвержденного ведомством уполномоченного органа тарифа до истечения его срока. Согласно *новому подпункту 11) пункта 601 Приказа*, одним из таковых является изменение среднемесячной номинальной заработной платы одного работника **по видам экономической деятельности** в регионе (городе), сложившейся по данным статистики за год.

Казэнергпрофсоюз постоянно обращал Ваше внимание, что по данным статистики среднемесячная номинальная заработная плата энергетиков по видам экономической деятельности всегда отстает от регионального уровня. Например, в Западно-Казахстанской РЭК сейчас она составляет 196,0 тысяч, и 300,0 тысяч в регионе. Аналогичная ситуация и в остальных регионах страны. Если продолжать применять данный подход, то увеличение заработной платы энергетиков останется недостижимой целью в обозримом будущем.

Следующая проблема заключается в том, что энергопредприятия, подавшие заявки на изменение тарифов в декабре 2022 года и планирующие скорректировать тарифы в первом полугодии текущего года согласно абзацу первому пункта 601 Приказа, сталкиваются с отказом ведомства уполномоченного органа, которое ссылается на право субъектов корректировать тариф только раз в год.

В данном случае термин «один раз в год» субъекты трактуют как право изменять тариф в любой момент, но только один раз *в течение календарного года*. Однако, ведомство уполномоченного органа подразумевает корректировку не *раньше одного года с момента последней корректировки*, что создает у субъектов необоснованные убытки в ожидании окончания года с последней корректировки в то время, когда рост затрат уже имеет место быть. При этом подобный рост отдельных статей, как показывает практика последних лет, происходит несколько раз в год.

Мера по возможности изменения тарифа в период его действия предусмотрена Законом для недопущения убытков предприятий и для непрерывного оказания услуг только по исчерпывающему перечню оснований. Так, ограничения по количеству корректировок в год является искусственной мерой, приводящей к кассовым разрывам, убыткам и рискам прерывания оказания услуг.

Таким образом, введенные меры как пересмотр утвержденного ведомством уполномоченного органа тарифа до истечения его срока в случае изменения среднемесячной номинальной заработной платы одного работника по видам экономической деятельности в регионе (городе), сложившейся по данным статистики за год, а также ограничение по количеству корректировок действующего тарифа по сути выхолащивают неоднократные поручения Главы государства Токаева К.К. по формированию профессионального кадрового потенциала электроэнергетической отрасли и конкурентоспособного уровня оплаты труда энергетиков.

«Итогом исполнения поручений Главы государства должно стать значительное повышение качества жизни казахстанцев» - такая задача была поставлена Вами на заседании Правительства в ходе рассмотрения мер по реализации поручений Главы государства, данных на совещании по вопросам социально-экономического развития страны 19 апреля т.г.

В соответствии с Комплексным планом «Программа повышения доходов населения до 2025 года», утвержденным постановлением Правительства Республики Казахстан от 14 апреля 2022 года № 218, ожидается эффект в виде развития кадрового потенциала в коммунальной сфере за счет увеличения фонда заработной платы производственного персонала, учитываемого в тарифных сметах субъектов естественной монополии.

Однако, как было уже сказано выше, реализуемые Министерством национальной экономики меры не способствуют устранению диспропорции в оплате труда в электроэнергетической отрасли. Подтверждение тому – Ваша жесткая реакция на недостаточную координационную работу экономического блока Правительства во время заседания Республиканского штаба по реализации предвыборной программы Главы государства.

Принимая во внимание растущую социальную напряженность в трудовых коллективах энергопредприятий, просим инициировать поправки в Закон Республики Казахстан «О естественных монополиях» в целях исключения двойственных норм, приводящих к произвольному толкованию и препятствующих установлению справедливой оплаты труда энергетикам. В частности, предлагаем исключить слова **«по видам экономической деятельности»** из редакции подпункта 11) пункта 601 Правил формирования тарифов, и ограничения по количеству корректировок тарифов в год, а также при рассмотрении тарифов учитывать не фактическую, а нормативную численность персонала предприятий.

Председатель
ОО «Казахстанский отраслевой
профсоюз энергетиков»

Оразбек Бекбас

Возможности применения цифровых двойников в электроэнергетике

Аринов Саламат Боранбаевич,
главный менеджер Департамента технологического развития и НИОКР
АО «KEGOC»



Основопологающим показателем эффективности энергосистемы является надежность электроснабжения потребителей. Надежность, живучесть — это главные требования к системам инфраструктуры жизнеобеспечения общества. При строительстве энергосистемы одним из способов достижения надежности является применение инновационных, современных инженерно-технических решений. АО «KEGOC» давно придерживается данного принципа начиная с момента реализации масштабных проектов модернизации Национальной электрической сети первого и второго этапа.

В период модернизации были применены различные инновационные решения, такие как замена воздушных выключателей на элегазовые, модернизация электромеханических систем релейной защиты на микропроцессорные, строительство систем мониторинга и управления подстанций, строительство автоматизированной системы диспетчерского управления, модернизация каналов связи.

В 2022 году Компанией было завершено строительство и введена в эксплуатацию ПС 220 кВ «Орталык» в городе Туркестан. При строительстве подстанции были применены технические решения, являющиеся инновационными для АО «KEGOC». Одним из таких решений является применение терминалов релейной защиты последнего поколения серии SIPROTEC 5 производителя Siemens.

Устройства серии SIPROTEC 5 основаны на проверенных решениях SIPROTEC 4 и дают пользователю новую современную платформу, вклю-

чающую в себя как аппаратное, так и программное обеспечение. Кроме того, в новой серии реализованы такие инновационные подходы, как единый рабочий процесс, безопасность и защита информации, а также мониторинг устойчивости сети (функция PMU). Новый DIGSI 5 предлагает пользователю индивидуальную поддержку — это обеспечение соответствия конкретным требованиям рабочего процесса от начала проектирования до выбора конкретного устройства, его ввода в эксплуатацию и тестирования, охватывая весь жизненный цикл устройства. Отличительная особенность устройств серии SIPROTEC 5 выражается в модульности и гибкости их компонентов, как в части аппаратного, так и программного обеспечения. Расширенные возможности кастомизации устройств позволяют еще более точно соответствовать конкретным техническим требованиям.

Этот новый инструментариий обеспечивает экономию средств на протя-

жении всего срока службы устройства, не снижая при этом безопасность и эксплуатационную готовность системы.

Немаловажным аспектом для современной энергетики является полная совместимость с 1 и 2 редакцией IEC 61850 устройств серии SIPROTEC 5. Поддержка МЭК 61850, редакции 2, означает реализацию всего потенциала этого международного стандарта, что позволило получить оптимальное соответствие производственным потребностям, техническим требованиям и более простое использование.

Современные микропроцессорные устройства релейной защиты поставляются вместе с прикладным инженерным программным обеспечением для конфигурирования и тестирования устройства. Возможности тестирования устройства поставляемого программного обеспечения заключается в проверке запрограммированной логики, формируемых сообщений, аналоговых и бинарных входов/выходов, параметров и пр. Для полной провер-

ки устройства (условия, корректность, время срабатывания, взаимодействие с другими устройствами и пр.) понадобится специализированное тестовое оборудование и комплекс мероприятий.

Устройства серии SIPROTEC 5 предоставляют возможность оптимизации процесса тестирования с помощью облачного сервиса цифрового двойника SIPROTEC DigitalTwin. Решение основано на применении цифровых двойников в виртуальном тестировании устройств релейной защиты. В результате производительность, безопасность и доступность устройств SIPROTEC 5 могут быть полностью протестированы в рамках системы автоматизации энергоснабжения круглосуточно, из любого места и без специального оборудования.

Определение «цифровой двойник» изменялось и наполнялось различными смыслами в зависимости от поставленных целей, задач и по мере развития сопутствующих технологий. Обобщенная современная интерпретация термина, по мнению сообщества специалистов, сводится к следующему: цифровой двойник — это программный аналог физического устройства, моделирующий внутренние процессы,

технические характеристики и поведение реального объекта в условиях воздействия помех и окружающей среды. Говоря иначе, цифровой двойник — это цифровое представление реального объекта или системы.

Цифровой двойник не ограничивается сбором данных, полученных на стадии разработки и изготовления продукта — он продолжает собирать и анализировать данные во время всего жизненного цикла реального объекта, в том числе с помощью многочисленных IoT-датчиков.

Благодаря цифровым двойникам значительно упрощается техническая поддержка системы, экономятся ресурсы, минимизируются риски ошибок и сбоев, что продлевает срок стабильной работы оборудования. Все это позволяет бизнесу получить максимально возможную отдачу от инвестиций и повысить конкурентоспособность.

Технологии цифровых двойников в электроэнергетической сфере широко применяются для следующих задач:

1. Моделирование, анализ и планирование электроэнергетических режимов сети, моделирование электромагнитных переходных процессов и прочие моделирования, имитирующие поведение электрических сетей.

Программные комплексы, применяемые для моделирования, анализа и планирования электроэнергетических режимов сети, для расчетов используют модели электроэнергетической системы, что, по сути, является цифровым двойником сети. Подобный класс задач невозможно решить без воссоздания цифрового двойника моделируемого объекта или процесса. Детальность описания, количество параметров и возможности модели сети зависят от целей и решаемых задач программного комплекса.

На сегодняшний день существует ряд технических решений, широко использующих возможности технологии цифрового двойника, такие как PowerFactory, RTDS, PSS[™]E, PSCAD/EMTDC и прочие.

2. Управление эффективностью активов (Asset Performance Management – APM).

В решениях по управлению эффективностью активов тоже применяются цифровые двойники для целей оценки и прогнозирования технического состояния оборудования. Эффективность цифровых двойников подобных систем сильно зависит от количества и точности поступающих данных от датчиков и исторических данных.



На рынке представлен ряд решений по управлению эффективностью и оценки технического состояния оборудования, такие как GE Meridium APM, ABB Ability Ellipse APM, Wonderware APM и прочие.

3. Создание общей информационной модели (Common Information Model – CIM) энергетического предприятия.

В целях повышения общей эффективности бизнес-процессов Компании все больше интегрируют различные корпоративные и технологические информационные системы между собой. Одним из способов решений может послужить создание общей информационной модели энергетического предприятия на основе модели CIM. Общая информационная модель CIM – стандартизованная модель информационного взаимодействия предприятий электроэнергетики, предоставляющая возможность эффективной интеграции разнородных автоматизированных систем и обеспечивающая унифицированный способ управления энергообъектами вне зависимости от их назначения и производителя оборудования.

Модель CIM является цифровым двойником активов предприятия, где основной фокус сосредоточен на способе представления различных объектов и их отношений в рамках энергосистемы.

4. Виртуальное тестирование устройств релейной защиты.

Виртуальное тестирование устройств релейной защиты становится возможным благодаря применению цифрового двойника SIPROTEC DigitalTwin. Облачный сервис цифрового двойника позволяет проводить более быстрый ввод в действие новых систем благодаря сокращению времени на реализацию проекта: повышение качества разработки, виртуальная проверка перед наладкой, сокращение времени во время наладки. В процессе эксплуатации сокращаются операционные расходы с сокращенным отключением для повышения надежности благодаря лучшей предварительной проверке, быстрый и реалистичный анализ повреждений благодаря легко воспроизводимому поведению устройств защит. Вместе с этим, благодаря SIPROTEC DigitalTwin имеется возможность эффективного обучения на рабочем месте.

По заявлению разработчика, SIPROTEC DigitalTwin обладает следующей областью применения представленном на рисунке (рис. 1).

SIPROTEC DigitalTwin позволяет сократить время технического обслуживания и испытаний, периодически проводимых в системах релейной защиты. Виртуальное микропроцессорное устройство релейной защиты SIPROTEC 5 имеет возможность про-

вести предварительные подготовительные работы перед техническим обслуживанием:

- проверить корректность внесенных изменений в параметры и логику;
- проверить работоспособность подготовленного конфигурационного файла.

При коротком замыкании или иных нарушениях нормального режима защищаемого оборудования срабатывает релейная защита. В последующем специалисты проводят подробный анализ процесса устранения ненормального режима релейной защитой. SIPROTEC DigitalTwin позволяет воспроизвести на виртуальном устройстве аварийный процесс, записанный в COMTRADE-формате, благодаря этому сокращается время на анализ срабатываний релейной защиты.

Таким образом, внедряя современные цифровые технологии повышается полнота, своевременность и понятность эксплуатации сложного производственного оборудования. Это, в свою очередь, положительно влияет на производительность труда специалистов и общую надежность энергосистемы.



Рис. 1. Область применения SIPROTEC DigitalTwin.

ALMATY Powerexpo

21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

ЭНЕРГЕТИКА

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ



2023

17-19 октября

Казахстан, Алматы, КЦДС "Атакент"



ВИЭ



СВЕТОТЕХНИКА



КАБЕЛЬ И ПРОВОД



ЭЛЕКТРОТЕХНИКА



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ОРГАНИЗАТОРЫ:



+7 727 258 34 34, E-mail: alina@iteca.kz

powerexpo.kz
powerexpo_kz
Powerexpokz

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:



Министерство энергетики Республики Казахстан



Акимат г. Алматы



АЭС «Аккую» - крупнейший проект в истории российско-турецкого сотрудничества

АЭС «Аккую» - крупнейший проект в истории российско-турецких отношений. Российская государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» реализует проект по сооружению атомной электростанции «Аккую» на основе Межправительственного соглашения, подписанного между Правительством Российской Федерации и Правительством Турецкой Республики.



27 апреля 2023 г., Буюкеджели, провинция Мерсин, Турция.
Торжественная церемония, посвященная доставке первой партии ядерного топлива для первой в Турции атомной электростанции.

Российская государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» реализует проект по сооружению атомной электростанции «Аккую» на основе Межправительственного соглашения, подписанного между Правительством Российской Федерации и Правительством Турецкой Республики 12 мая 2010 года.

АЭС «Аккую» строится в районе Гюльнар провинции Мерсин. Ближайший населённый пункт – по-

сёлок Буюкеджели. АЭС «Аккую» будет состоять из четырех энергоблоков с реакторами ВВЭР-1200 поколения III+, мощностью 1200 МВт каждый. Расчетный срок службы АЭС «Аккую» – 60 лет с продлением еще на 20 лет.

После ввода в эксплуатацию АЭС будет вырабатывать около 35 млрд кВт·ч в год. Этого объема достаточно, чтобы обеспечивать электроэнергией крупный мегаполис, например, Стамбул. АЭС «Аккую»

будет покрывать до 10% потребности Турецкой Республики в электроэнергии.

АЭС «Аккую» отвечает всем современным требованиям мирового ядерного сообщества, закрепленным в нормах безопасности Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) и Международной консультативной группы по ядерной безопасности, и требованиям Клуба европейских эксплуатирующих организаций (EUR).

Крупнейший проект в истории российско-турецких отношений

Мажоритарным акционером АЭС «Аккую» является российская Госкорпорация «Росатом». Реализуемая модель проекта: ВОО (build-own-operate, или «строй-владей-эксплуатируй»). По долгосрочному контракту компания АККУЮ НУКЛЕАР приняла на себя обязательства по проектированию, строительству, обслуживанию, эксплуатации и выводу атомной электростанции из эксплуатации.

На сегодняшний день на площад-

ке строительства АЭС занято более 25 000 человек, около 80% из них – граждане Турции. Создание рабочих мест на проекте АЭС «Аккую» и в смежных секторах обеспечит условия для роста населения региона, для развития рынка товаров и услуг, транспортной и жилищной инфраструктуры, гостиничного бизнеса, сферы общественного питания и др.

Все работы по проекту ведутся в тесном взаимодействии с Министерством энергетики и природных ресурсов Турецкой Республики,

Агентством по ядерному регулированию (NDK), Турецким агентством по исследованиям в области энергетики, атомной энергии и горнодобывающей деятельности (TENMAK), другими профильными ведомствами Турецкой Республики, и при согласовании МАГАТЭ.

Окружающая среда

Преимущество атомной генерации электроэнергии – отсутствие выбросов парниковых газов. Ввод в эксплуатацию АЭС «Аккую» будет способствовать сокращению общего объема выбросов углекис-



В церемонии в режиме видеоконференции приняли участие Президент Российской Федерации Владимир Путин и Президент Турецкой Республики Реджеп Эрдоган

лого газа в атмосферу в среднем на 17 млн тонн в год за счет замещения выработки электроэнергии на основе угля и газа.

АЭС «Аккую» не окажет негативного воздействия на окружающую среду, условия ведения сельского хозяйства, экосистему региона. В почву, атмосферу и море не будет производиться вредных выбросов. Вода, которая будет забираться из моря и использоваться в системе охлаждения, а затем возвращаться

обратно в море, не будет подвергаться химическому или радиационному воздействию.

Локализация

При реализации проекта особое внимание уделяется увеличению степени локализации – привлечению турецких компаний. Для этого сформирована расширенная «Рабочая группа по локализации». В её состав вошли представители руководства ключевых участников проекта – АО АККУЮ НУКЛЕАР,

Министерства энергетики и природных ресурсов Турецкой Республики, основного подрядчика – совместного предприятия ТИТАН2 ИДЖ ИЧТАШ ИНШААТ и Турецкого института стандартов (TSE), в январе 2020 года получившего статус основной материаловедческой организации проекта. Общий потенциал локализации проекта составляет 6,5 млрд долларов США, или около 40% от общего объема работ по проекту. АО АККУЮ НУКЛЕАР



Проект АЭС «Аккую» включает четыре энергоблока с реакторами российского дизайна ВВЭР поколения 3+

совместно с Госкорпорацией «Росатом» регулярно проводит семинары для представителей потенциальных компаний-поставщиков в Турции для разъяснения особенностей проведения закупочных процедур и требований к поставщикам.

Ввод в эксплуатацию

АЭС «Аккую» позволит покрыть 10% потребности Турции в электроэнергии. Проект станции отвечает требованиям по сохранению окружающей среды и представляет стабильный источник экологически чистой электроэнергии. АЭС «Аккую» — самый масштабный проект в истории российско-турецкого сотрудничества и мощный драйвер социально-экономического развития Турции: роста промышленности, развития научно-технологической сферы, повышения престижа высшего технического образования. Реализация проекта сооружения АЭС «Аккую» обеспечит условия

для создания тысяч новых рабочих мест для жителей страны.

Ядерное топливо для АЭС «Аккую» изготовлено Новосибирским заводом химконцентратов (ПАО «НЗХК», предприятие Топливной компании Росатома «ТВЭЛ»). Российское ядерное топливо последнего поколения для реакторов типа ВВЭР обеспечивает надежную и экономически эффективную эксплуатацию атомных энергоблоков. Первая АЭС в Турецкой Республике надежно обеспечена поставками российского ядерного топлива в рамках долгосрочного контракта между АО «ТВЭЛ» и АО «АККУЮ НУКЛЕАР».

АЭС «Аккую» — первая атомная электростанция в Турецкой Республике. Проект АЭС «Аккую» включает четыре энергоблока с реакторами российского дизайна ВВЭР поколения 3+. Мощность каждого энергоблока АЭС составит 1200

МВт. Российская госкорпорация «Росатом» владеет 100% долей в проекте и в соответствии с Межправительственным соглашением может продать долю до 49%, как одному инвестору, так и нескольким компаниям.

Сооружение АЭС «Аккую» — первый проект в мировой атомной отрасли, реализуемый по модели Build-Own-Operate («строй-владей-эксплуатируй»).

Топливо для реактора ВВЭР-1200

Уран — радиоактивный химический элемент, открытый в 1789 году в виде оксида UO₂ немецким химиком М. Г. Клапротом. Длительное время уран имел очень ограниченное применение, в частности, раньше его применяли в качестве пигмента для изготовления керамики и цветного стекла. Только с открытием радиоактивности в 1896 году началось его изучение и исполь-

зование в энергетических целях. Благодаря уникальной способности ядер урана к делению этот элемент сегодня является основой атомной энергетики.

По своей природе уран отличается необычайной энергоёмкостью: для получения одинакового количества энергии урановой руды требуется в 40 раз меньше, чем угля. А если учитывать, что на станцию доставляется не урановая руда, а уже получаемое из неё урановое топливо, то расходы на транспортировку сокращаются радикальным образом: **один килограмм низкообогащенного урана по содержащейся в нем энергии «равен» 100 тоннам угля.**

Для **годовой работы крупного ядерного энергоблока требуется всего лишь несколько десятков тонн низкообогащенного урана.** Для сравнения, станция на угле, вырабатывающая эквивалентное количество электроэнергии, потребляет пять железнодорожных составов угля, но не в год, а в сутки.

Изотоп урана U-235 — это **природное ядерное топливо**, способное делить нейтроны и поддерживать цепные реакции. В природном уране содержание изотопа U-235 составляет всего лишь 0,7%, остальные 99,3% составляет изотоп U-238, по своим свойствам непригодный для использования в тепловых реакторах. Поэтому природный уран для начала **обогащают по изотопу U-235, прессуют и спекают в таблетки. Таблетки диоксида урана с обогащением по урану-235 до 5%** помещают внутрь трубчатых циркониевых оболочек и герметизируют заглушками, в результате чего получают тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы).

ТВЭЛы, в свою очередь, помещаются пучками по несколько сотен в тепловыделяющие сборки (ТВС) — модули, которые загружают в реактор или выгружают из него при замене топлива. Для транспортировки ТВС с завода-изготовителя на атомную электростанцию используются специальные транспортные контейнеры.

С точки зрения радиационной безопасности само по себе **свежее ядерное топливо не опасно**, по-

скольку имеет очень низкую радиоактивность.

Загружаемое в реактор **урановое топливо работает в реакторе примерно 4,5 года.** При загрузке реактора топливом в него изначально помещаются **163 ТВС.** В процессе работы часть ТВС «выгорает», то есть отработывает свой ресурс, и требуется проведение перегрузки топлива в реакторе с выгрузкой «выгоревшего» топлива и подгрузкой «свежего» топлива. В выполняемые один раз в 18 месяцев перегрузки в активную зону реактора подгружается по 72 или 73 «свежих» ТВС.

При протекании **управляемой цепной реакции** в ядерном реакторе выделяется **огромное количество тепла.** Оно отводится из активной зоны теплоносителем — жидким или газообразным веществом, проходящим через ее объем. В реакторах на тепловых нейтронах в качестве теплоносителя чаще всего используется вода. Тепловая энергия, запасенная теплоносителем, используется для производства пара под давлением, который поступает на турбину, вращающую электрогенератор.

Для транспортировки и хранения топлива на АЭС действует специальная система безопасности. Все операции проводятся в специальном корпусе. Чтобы доставить ТВС в реакторное отделение, их помещают в транспортные чехлы и размещают на специальных платформах.

Так как отработавшее топливо радиоактивно, его перемещение выполняется под слоем воды перегрузочной машиной, а хранят его в бассейнах, под защитным слоем воды с раствором борной кислоты. Потом оно в специальном эшелоне попадает на предприятие по регенерации топлива с возможностью повторного использования после переработки.

Топливо для реакторов 1200 поколения 3+

Новое топливо для реакторов ВВЭР-1200 с повышенным уровнем ураноемкости твэла обеспечивает эксплуатацию с возможностью точного маневрирования (сброса и набора мощности в зависимости от объема энергопотребления) и делает эксплуатацию энергоблоков более **экономически эффективной.**

О РОСАТОМ

Росатом — глобальный технологический лидер, компания номер один в мировой атомной энергетике, работающая более чем в пятидесяти странах. Являясь одним из пионеров атомной отрасли, Росатом традиционно занимает передовые позиции на международном рынке ядерных технологий, включая строительство АЭС, добычу и обогащение урана, фабрикации и поставки ядерного топлива. Сегодня, благодаря накопленным за 75 лет уникальным компетенциям, компания осваивает рынки перспективных инновационных продуктов. Водородная энергетика, накопители энергии, ядерная медицина, ветроэнергетика, композитные материалы, логистический бизнес, экологические решения — всего более сотни новых направлений бизнеса определяют сегодняшнее положение Росатома в числе технологических лидеров на международном рынке.

В своей деятельности Госкорпорация «Росатом» ориентируется на международную повестку устойчивого развития. Росатом вносит весомый вклад в достижение Целей устойчивого развития ООН как компания низкоуглеродной электроэнергии, развивая атомную, водородную и ветроэнергетику. Эксплуатация АЭС российского дизайна позволяет ежегодно предотвращать выброс более 210 млн тонн парниковых газов — главной причины изменения климата — за счет замещения объемов выработки на основе других источников. Весной 2021 года АЭС, сооружаемая Росатомом в Турции, стала первым в истории атомным проектом, получившим «устойчивый» кредит непосредственно на цели строительства атомной электростанции. Летом 2021 года АО «Атомэнергпром» Госкорпорации «Росатом» разместило первый выпуск «зеленых» облигаций. С 2020 года Госкорпорация «Росатом» является членом Сети Глобального договора ООН.



РОСАТОМ

ЗАЧЕМ РЫНКУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЕДИНЫЙ ЗАКУПЩИК, КАК СДЕЛАТЬ ЭТОТ РЫНОК КОНКУРЕНТНЫМ И КАКОЙ ДОЛЖНА БЫТЬ ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА



Петр СВОИК,
член Комитета по энергетике
Президиума НПП «Атамекен»,
председатель президиума «Казахстанской ассоциации
«Прозрачный тариф», к.т.н

В качестве вводной: национальное достояние за двадцать тенге.

Низкая стоимость электроэнергии, вписывающаяся в 20 тенге за кВт-час, это залог внутренней стабильности и внешней конкурентоспособности экономики Казахстана, фактически национальное достояние. Задача обеспечения обновления и наращивание мощностей электроэнергетики при удержании стоимости электроснабжения есть тест на дееспособность Минэнерго и правительства в целом.

Со второй половины этого года ожидается переход к Единому закупщику – это важный и правильный шаг, фактически революционного, по отношению к нынешнему устройству рынка электроэнергии, свойства. Но именно потому, что внедрение Единого закупщика сулит фактическую революцию, сопротивления и объективных трудностей будет такая масса, что процесс рискует оказаться половинчатым, а то и вовсе провальным.

К тому же, этот революционный переход накладывается на еще один, тоже фактически революционной, этап для казахстанской электроэнергетики: необходимость крупных (не уместяющихся в тариф) вложений в ликвидацию предельного износа унаследованных от СССР электростанций и сетей, одновременно с то же назревающим строительством новых генерирующих и сетевых мощностей.

Пока что официальная политика правительства по решению накопившихся в электроэнергетике проблем заключается в формуле «тариф в обмен на инвестиции», но это лишь до

тех пор, пока правительство решается лишь на весьма небольшие повышения, всего лишь компенсирующие инфляцию и позволяющие электростанциям, электрическим и тепловым сетям как-то держаться дальше.

Не случайно в системе Минэнерго, кроме прогнозных балансов на семь лет вперед, констатирующих дальнейший рост дефицитов, нет элементарного плана развития отрасли, с перечнем объектов, затрат по ним, источников финансирования и соответствующими величинами тарифов. Стоило бы появиться такому плану, как стало бы понятно, что тарифы, если пытаться получать средства через них, необходимо как минимум удваивать, причем немедленно. Это сразу ставит крест на правительственной формуле, тогда как другой просто нет.

Понятно, что на систему Единого закупщика ляжет и эта нерешаемая инвестиционная проблема, причем только одной ее и хватит, чтобы похоронить начинание.

В это связи попытаемся изложить наше видение нового устройства рын-

ка электроэнергии в системе Единого закупщика и новой тарифной политики на нем, включая решение проблемы инвестиций.

Для чего нам сначала понадобятся некоторые вводные, касающиеся специфических особенностей именно электроэнергии, как товара и соответствующей специфики устройства энергорынка.

Начнем с той известной истины, что электроэнергия – самый необходимый продукт, без которого невозможно ни социальная, ни экономическая деятельность. Всему в нашей жизни и современной экономике может найтись замена, только электроэнергию невозможно ни заменить, ни отказаться от нее. Внутри страны именно стоимость электроэнергии во многом определяет уровень благосостояния общества и общий уровень цен на рынке, в отличие от него же во многом зависит конкурентоспособность всей национальной экономики. А потому тариф на электроэнергию никак не может быть неким внутренним производным от собственно электро-

энергетики, наоборот – само устройство электроэнергетики и рынка электроэнергии обязано соответствовать базовой роли электроснабжения в общественной и экономической жизни страны. В частности, этот тариф, конечно же, должен обеспечивать покрытие затрат на генерацию и сетевую передачу, но и, в идеале, не более того. Относительно же затрат на развитие – их стоит включать в тариф лишь в исключительных случаях и некоторой разумной мере, принципиально же развитие энергетической инфраструктуры целесообразно обеспечивать без повышения тарифов. В конечном счете это обходится экономике и обществу существенно дешевле.

И, конечно же, электроэнергетика никак не может служить источником извлечения из нее коммерческой прибыли. Включая извлечения такой прибыли коммерческим банком через кредитный процент. Принципиально, на электроэнергетике никто не должен зарабатывать, поскольку она сама работает на граждан и всю национальную экономику! Разумное государство должно это осознать и утвердить в качестве одного из своих принципов. Такое государство обязано обеспечивать достаточную, но минимальную величину стоимости электро-обеспечения.

Конечно, разумное государство вправе и даже обязано, – в силу экономической и социальной целесообразности, устанавливать различную стоимость электроснабжения для различных видов потребления, например, понижать тариф для энергоемких производств или для производителей сельхозпродукции, вообще дифференцировать, например, бытовое и производственное потребление, устанавливать разную стоимость потребления по часам суток. Но такое разумное государство никак не может допустить, чтобы одни и те же категории потребителей в разных регионах платили за электроэнергию по-разному, или чтобы потребителей делили совершенно надуманным образом, например, на физических лиц, юридических лиц и бюджетные организации.

Здесь сразу надо сказать, что картина по конечным потребительским тарифам в Казахстане есть, в полном

смысле, анти-образец, – в ней собраны все какие только могут быть неправильности и несправедливости. И это анти-образец самым убедительным образом отражает нынешнее псевдо-рыночное устройство рынка электроэнергии. Так, на оптовом уровне существует не единый, а около десятков собранных вокруг олигопольных владельцев закрытых рынков, на которых наиболее крупные и дешевые объемы генерации лоббистским образом распределяются по парным долгосрочным договорам между аффилированными участниками, остатки же сбрасываются на региональные различные рынки. На которых уже акимы, в паре с местными гарантирующими ЭСО, устраивают и собственное распределение покупаемой электроэнергии между «физиками», «юристами» и «бюджетниками».

В результате в Казахстане, при единой энергосистеме, налицо такая тарифная чехарда по регионам и потребителям, которая является прямым профессиональным оскорблением для самих энергетиков, и столь же прямым вызовом равенству прав граждан и хозяйствующих субъектов. Между тем, вся эта оскорбительная и возмутительная картина существует уже много лет и сами органы тарифного регулирования присутствуют при таком безобразии, демонстрируя неспособность перейти к единообразию тарифной политике.

В условиях такого регуляторного бессилия Единый закупщик, по определению обеспечивающий тарифное единообразие на оптовом уровне, оказывается в роли Геракла перед Авгиевыми конюшнями. С той только разницей, что сил одним разом смыть все напластования в рознице у властей может не хватить и придется увязать самим. Без растянутой на некоторый срок адаптации не обойтись, но и на нее должно хватить политической воли.

Следующая всем известная специфическая особенность рынка электроэнергии – принципиальное отсутствие работы на склад и мгновенная (со скоростью света) логистика. В таких условиях рынок электроэнергии не похож ни на какой другой: покупатели на нем прикреплены каждый к своему бутику, зато они могут брать товар без спроса, сами определяя вре-

мя и количество. Производители же электроэнергии и сети-доставщики вынуждены работать вслед потребительскому графику, вырабатывая и транспортируя каждую секунду ровно столько же, сколько потребляется. На таком рынке физическое потребление всегда первично, а денежные расчеты же по нему всегда вторичны.

Сюда же добавим крайнюю унифицированность и консервативность электроэнергии, как товара. За примерно полтора столетия с того момента, когда человечество перешло в век электрификации, многократно поменялось все: моды, вкусы, привычки, весь окружающий нас вещественный мир, неизменно лишь электричество, не имеющее не вида, ни цвета, ни запаха, но состоящее из тех же 50 Гц и того же набора напряжений.

Причем, что тоже уникально, производят этот абсолютно унифицированный товар совершенно разные по своему устройству, способу выработки и используемым технологиям производители, и производят с отличающейся друг от друга в разы себестоимости. И при этом никакой из имеющих большую эффективность и меньшую себестоимость производителей не расширяет свою рыночную нишу, не вытесняет и не поглощает менее маргинальных конкурентов. Ни на каком другом рынке ничего подобного и вообразить невозможно.

А все потому, что именно на рынке электроэнергии – уникально высокие пороги входа, причем только для производителей. Для потребителей рынок электроэнергии принципиально доступен, тогда как вход на него конкурирующего сетевого предприятия практически закрыт, а вход новой генерации возможен только в крайне ограниченном наборе. Для любого другого производства, – даже космической техники, стартап может начаться с некоей мастерской в гараже, тогда как на рынок электроэнергии производитель может зайти только уже состоявшийся, с весьма крупным и, соответственно, дорогостоящим единичным оборудованием и только на строго ограниченной ресурсной базе. Такой базой может быть либо крупное месторождение угля (вариант – прямая ж/д нитка от месторождения), газа (вариант – магистральный газопровод), либо река

с возможностью устройства плотины. А также крупный город, с обширной базой потребления тепла и горячей воды. Меньше привязаны к географии и источникам ресурсов АЭС, но зато у них других ограничений еще больше, чем у ГРЭС, ГЭС и ТЭЦ. А что касается требований к единичной мощности, то она даже больше.

В силу таких особенностей система энергоснабжения – крайне консервативна, никаких следующих и следующих волн научно-технического и технологического прогресса, характерного для любых рынков, в энергетике не наблюдается. Оборудование и технологии, да совершенствуются, но в значительной меньшей степени, чем в производстве любой иной продукции, набор оборудования и технологий на электростанциях принципиально тот же, что и, например, пятьдесят и даже сто лет назад.

Если кому-то у себя в мастерской удастся соорудить генератор, обеспечивающий сопоставимую по экономичности с крупными электростанциями выработку, произойдет переворот не только в энергетике и мировой экономике, но и всей геополитике. Равно как такой же переворот совершит и появление аккумулятора промышленных объемов. Однако ни того, ни другого не предвидится.

Соответственно, в противоположность любым иным рынкам, рынок электроэнергии может существовать только под непрерывным и всеми признаваемым администрированием своеобразного «базаркома» - Системного оператора. Системный оператор наперед составляет графики – какой уровень потребления и в какой час суток ожидается, включая графики квотирования для наиболее крупных потребителей, соответственно расписывается и набор электростанций и их загрузки для покрытия ожидаемого потребления. А в течение оперативных суток, следя за исполнением графика, Системный оператор осуществляет обязательную к исполнению всеми участниками рынка корректировку текущих балансов потребления и выработки электроэнергии. И тот же Системный оператор просто отключает заранее расписанных по категориям приоритетности потребителей в случаях аварийной нехватки генерации или пропускной способности сетей.

Здесь нам могут возразить, что буквально революцию в электроэнергетике совершают сейчас солнечные и ветровые электростанции, поскольку для них не существует порога единичной мощности: они могут заходить на рынок как в виде очень малых индивидуальных установок, так и крупными наборами ветровых парков и солнечных полей. Заодно для них не существует и привязки к первичным источникам энергоресурсов. Что и обеспечивает безусловное лидерство «зеленой» выработки в новом энергетическом переходе, вкупе с борьбой за сокращение углеродных выбросов.

Да, это так. Но при всем существенном удешевлении «зеленой» генерации за последние годы, ее себестоимость остается, как минимум, в два раза выше, чем у традиционной выработки и ждать дальнейшего революционного снижения пока не приходится. Применительно к Казахстану это так: генерация от ГЭС – 4-6 тенге за кВт-час, ГРЭС и ТЭЦ – 8-12 тенге. В целом тариф на оптовом рынке вписывается в 10 тенге за кВт-час. Тогда как лучшие результаты победителей тендеров по ВИЭ – до 14-17 тенге за кВт-час, и это при отсутствии суточных накопителей. Элементарное включение в условия строительства затрат на накопители электроэнергии, перемещающие выработку в пиковые часы суточного графика, повысит тариф на «зеленую» генерацию еще вдвое, то есть вчетверо против традиционной выработки. Однако для Казахстана и это не главное. Главное – необходимость в условиях местного резко континентального климата зимнего резервирования выработки ВИЭ, почти полное и на период, как минимум, нескольких дней. А такое резервирование требует строительства маневренных ГТУ или ПГУ, с соответствующими источниками газа и газовыми хранилищами, что априори выводит «зеленую» энергетику за пределы даже теоретической окупаемости. Недаром никаких даже оценочных расчетов уровня тарифов хотя бы при доведении доли «альтернативной» выработки до 10%, не говоря уже о 50%, ни Минэкологии, ни Минэнерго не имеют.

Европа по известным причинам сделала «зеленую» выработку конкурентоспособной, - путем поднятия в

разы стоимости традиционной. Кому-то и в Казахстане хочется пойти по этому пути, однако в Казахстане нет Гольфстрима и для нас такой вариант не проходит даже теоретически: нашу зиму без традиционной энергетики мы не переживем.

Из всего сказанного вытекает, что рынок электроэнергии почти во всем есть зеркальный антипод классическому рынку с его «невидимой рукой», частнопредпринимательской инициативой и ставкой на конкуренцию. Электроэнергия, это нормирование и регулирование, это системное администрирование и постоянное планирование.

С точки зрения роли национальной энергосистемы в экономической и социальной жизнедеятельности страны, ее следует рассматривать как одну целостную естественную монополию, регулируемую государством на предмет доступного для любого потребителя и надежного энергообеспечения на равных по всей стране условиях, по долгосрочным стабильным тарифам, одинаковым для одних и тех же категорий потребителей, но различающимся по категориям потребления и часам суток тарифам.

Конкретно, единый долгосрочный национальный тариф на электроэнергию утверждается на парламентском уровне, в рамках процедуры утверждения государственного бюджета и сохраняется неизменным на утвержденный срок. Что работает важнейшим фактором общей ценовой стабилизации на рынке. Одновременно утверждаются понижающие и повышающие коэффициенты к общенациональному тарифу по видам энергопотребления, а также по часам суток (выбор между среднесуточным или трех-ставочным тарифам остается за потребителем).

Национальный тариф рассчитывается таким образом, чтобы собираемые Единым закупщиком (он же – Единый продавец на оптовом рынке) средства несколько превышали расходы по расчетам с электростанциями и сетевыми предприятиями. Излишек баланса передается на рынок новой мощности. Однако закладываемый в общенациональный тариф запас для рынка новой мощности не должен превышать 10-15%, чтобы не провоцировать тарифную эскалацию. Обязан-



ность полного финансирования рынка возводимой на перспективу мощности лежит на государстве и осуществляется из вне-тарифных источников.

Примечание: источников нетарифного финансирования электроэнергетики ныне не существует. Эта тема выходит за рамки рассматриваемых здесь вопросов, здесь мы только подчеркиваем ее принципиальное значение.

Что же касается внутреннего устройства энергосистемы и рынка электроэнергии, то как раз в рамках осуществляемого Системным оператором администрирования возможна и необходима конкуренция производителей, равно как и свободный выбор потребителями своих поставщиков. Единый закупщик в этом смысле является зеркальным отражением и продолжением Системного оператора: Единый для энергосистемы диспетчер осуществляет физическое балансирование потребления-производства электроэнергии, а Единый закупщик – балансирование идущих вслед за физическим процессом денежных расчетов.

Соответственно, в системе Еди-

го закупщика организуется функционирование четырех рынков, трех на оптовом и одного на розничном уровнях.

Рынок готовности производителей электроэнергии к несению нагрузки, формируемый Системным оператором в режиме «за сутки вперед». Соответствующий диспетчерский график формируется таким образом, что преимущества имеют электростанции, предлагающие наименьшую цену за располагаемую мощность на данный час суток.

Балансирующий рынок электроэнергии в оперативном диспетчерском режиме. Команды на повышение нагрузки получают электростанции, предлагающие, на данный момент, наименьший тариф на выработку. Соответственно, команды на снижение нагрузки получают электростанции, предлагающие наибольший тариф.

Промежуточным покупателем на рынке готовности электростанций и сетевых предприятий к несению нагрузки и на балансирующем рынке является Единый закупщик. И он же является продавцом электроэнергии для работающих на оптовом рынке крупных потребителей и для энерго-

снабжающих организаций, перепродающих электроэнергию на розничных рынках.

Рынок новой мощности, формируемый на основе утверждаемой на парламентском уровне Государственной схемы развития электроэнергетики. На рынок выносятся рассчитанные на год, пять, десять и пятнадцать лет вперед объемы новой генерации, с выделением, в том числе, маневренной генерации, и с привязкой к утвержденной в Государственной схеме дислокации электростанций.

На рынок новой мощности выносятся также предусмотренные Государственной схемой высоковольтные, межрегиональные и региональные распределительные сети.

Ценовыми ориентирами на рынке новой мощности являются утвержденные в Государственной схеме объемы капложений в запланированных электростанции и сети и их предполагаемые тарифы.

Предметом торгов на рынке новой мощности является право на проектирование, на строительство и на эксплуатацию электростанции или сетевого предприятия. Победитель тендера получает финансирования с



рынка мощности, обеспечиваемое государством. Возможен также вариант «тариф в обмен на инвестиции», при условии, что инвестор предлагает тариф ниже предусмотренного в Государственной схеме.

Четвертый рынок организуется на розничном уровне и заключается в конкуренции энергоснабжающих организаций за потребителей. Потребители, в свою очередь, получают право свободного выбора ЭСО, а также смены ЭСО по определенной процедуре, например, раз в год и с предварительным уведомлением.

Казалось бы, поскольку ЭСО приобретают на оптовом рынке электроэнергию у одного и того же Единого закупщика и по одному общенациональному тарифу, конкуренция между ними не имеет смысла, а есть смысл закрепить сбытовые функции за сетевыми предприятиями. Однако в условиях, когда различные потребители имеют различные коэффициенты к тарифам, соревнование между ЭСО за привлечение наибольшего числа наиболее выгодных клиентов приведет к минимизации сбытовых надбавок и улучшению качества услуг. Что подтверждает смысл сохранения ЭСО в системе Единого закупщика и делает розничный рынок реально конкурентным.

В заключение – об изменении структуры тарифа, приближающей экономическую часть рынка электроэнергии к физическим процессам на нем. А именно: поскольку большая часть затрат электростанций и сетевых предприятий не зависит от реальной нагрузки и связана с поддержанием готовности к ее несению, это и должно быть отражено в тарифе.

Для электростанций, работающих по диспетчерскому графику, устанавливается условно постоянная ежемесячная плата за готовность, как одна двенадцатая годовых затрат, не зависящих от нагрузки и собственно предельный тариф на конкретную выработку, рассчитываемый по затратам, связанным с несомой нагрузкой. К плате за готовность по результатам каждого месяца применяются понижающие и повышающие коэффициенты, стимулирующие энерго-производящую организацию снижать аварийность и повышать располагаемую мощность. Что же касается предельного тарифа, то ЭПО вправе понижать его величину, конкурируя за большую нагрузку по диспетчерскому графику.

Для ЭПО, работающих не по диспетчерскому графику, утверждается только предельный тариф.

Для энерго-передающих организаций, включая высоковольтные, ме-

жрегиональные и распределительные сети, устанавливается ежемесячная плата за готовность к передаче подключенной нагрузки, как одна двенадцатая всех включенных в тарифную смету годовых затрат, включая затраты на компенсацию нормативных потерь. При этом нормативные потери рассчитываются индивидуально для каждого сетевого предприятия под конкретный набор подстанций, классы напряжения и протяженность сетей и сложившиеся режимы работы.

К плате за готовность по итогам месяца применяются понижающие и повышающие коэффициенты, стимулирующие сетевое предприятие снижать аварийные отключения и повышать подключенную нагрузку.

При этом сетевое предприятие приобретает у Единого закупщика электроэнергию для компенсации фактических потерь, определяемых в системе АСКУЭ на входах и выходах, что делает сетевое предприятие прямо заинтересованным в улучшении режимов и борьбе с потерями.

Аналогично, для потребителей устанавливается условно постоянная ежемесячная абонентская плата, определяемая договорной подключенной нагрузкой, а также тариф на конкретно потребленную по приборам учета электроэнергию.

Вся читающая аудитория журнала, и все кто владеют вопросами большой энергетики прекрасно знают, что есть вопросы как в электроэнергетике в части генерации электрической мощности, так и в теплоэнергетике по обеспечению тепловой энергией потребителей городов.

Не обоснованный реверанс в сторону развития мощностей зеленой энергетики (строительство ВЭС и СЭС), нисколько не делают стабильным электроснабжение потребителей страны. Стремительное развитие объектов зеленой энергетики затмил развитие традиционных источников энергии – тепловых станций. Да, ВЭС и СЭС производят электрическую энергию, когда дует ветер и есть солнечная погода, но как показали в своей аналитике сотрудники АО «KEGOC» на страницах вашего журнала, эффективность зеленой энергетики крайне низка. По факту, их самих надо замещать и регулировать. Нужен регулятор электрической мощности. Как известно, наш сосед Кыргызстан богат гидроэнергетическими ресурсами, и нам необходима

Проблемы, вопросы, решения в энергетике Казахстана

ГИЛЬМУДИНОВ Рустам Мнирович
Директор ТОО «КазРосЭнергопроект»

грамотная, взвешенная стратегия по развитию отношений в энергетике. Гидроэнергетическими ресурсами наша страна не богата, и откровенно отметить, что есть консенсус и думаю есть решение по участии нашей страны в строительстве Камбаратинской ГЭС в Киргизии. Это будет существенным инструментом в перспективе в регулировании Юга Казахстана. Также следует обратить внимание и на решение о строительстве газопровода по территории Республики Казахстан в Узбекистан. Может есть смысл подумать о резервировании необходимого объема газа на тепловую станцию до 2000 МВт на юге Казахстана. Главное не проспать, как это случилось ранее.

Что касается источников тепловой энергии. ОЗП 2022-2023 гг обнажил проблемы по теплоснабжению городов на Севере и Востоке Республики Казахстана. Это явилось следствием изношенности тепломеханического оборудования, квартальных и магистральных тепловых сетей, и главным отсутствием стратегической программы за последние 30 лет со

стороны Министерства энергетики по увеличению мощностей электро и тепло энергетике. Смеею сообщить, что есть уникальное изобретение Российской Федерации, которые создали устройство – кавитатор, которое разогревает теплоноситель (любой) до 150 градусов. Главное достоинство этой установки, затраты на отопительный период в разы меньше, чем традиционные: электрический котел, котлы на мазуте, газе, угле. Исключается необходимость магистральных тепловых сетей, только квартальные сети. Усилиями нашей компании ТОО «КазРосЭнергопроект» с Акиматами всех уровней Алматинской области, проводится работа по определению объекта, где можно смонтировать такой кавитатор. Понятно, что мощность кавитатора будет зависеть от объема помещений, заявленной температуры. Хочется надеяться, с учетом актуальности вопроса теплоснабжения потребителей и объектов, внедрение новых технологий позволит частью решить эти вопросы.



Выступление ветеранов энергетики Казахстана А.С.Трофимова* и Л.З.Певзнера**, заслуженных энергетиков Казахской ССР и Республики Казахстан на Международном форуме ветеранов энергетиков Казахстана и СНГ

г. Астана
АО «KEGOC»
15 июня 2023 г.



Александр ТРОФИМОВ, генеральный директор ТОО «Институт «Казсельэнергопроект» (1986-2016 гг.), президент института «Энергия» (2016-2019 гг.), советник генерального директора ТОО «АлатауЭнергоПроект» (2019-2022 гг.), председатель правления Союза инженеров-энергетиков РК, член корр. Национальной академии Республики Казахстан, заслуженный энергетик Казахской ССР и Казахстана.



Лев ПЕВЗНЕР, первый вице-президент института «Энергия» (1963-2011 гг.), зам. главного инженера ТОО «Институт «Казсельэнергопроект» (2011-2016 гг.), первый вице-президент института «Энергия» (2016-2022 гг.), советник президента института «Энергия» (2022 г.), заслуженный энергетик Казахстан.

Уважаемые делегаты Международного форума ветеранов энергетиков РК, представители Минэнерго РК, АО «KEGOC», АО «Самрук-Энерго», делегаты ветеранских организаций СНГ (Россия, Узбекистан, Киргизия, Беларусь), представители Казахской Электроэнергетической Ассоциации (КЭА) и средств массовой информации. От имени Союза инженеров-энергетиков РК и редакции нашего журнала «Энергетика» приветствуем Вас в столице нашей страны – Астане! Желаем всем здоровья, успехов и счастья!

Союз инженеров-энергетиков РК и Совет ветеранов энергетиков КЭА тесно сотрудничают вот уже более 15 лет, и мы надеемся, что и далее это сотрудничество будет продолжаться и расширяться в рамках своих положений по консоли-

дации коллективов энергетиков страны. В тоже время следует отметить, что наши предложения по дальнейшему развитию энергетической отрасли РК, принятые на форумах, семинарах и выказанные на страницах журнала «Энер-

гетика», не всегда находят должного понимания в государственных структурах и остаются без ответа.

Например, до сего времени государственных структуры не отреагировали на предложения, изложенные в

резолуции Международного форума ветеранов-энергетиков РК и СНГ, который проходил 28 октября 2022 г. в г. Шымкент на базе нового трансформаторного завода ТОО «Азия Трафо» объединения электротехнической компании «Alageum Electric».

Такая же реакция, вернее, ее отсутствие, наблюдается на публикации в СМИ и в журнале «Энергетика» видных энергетиков РК, содержание которых было направлено на реализацию дальнейшего развития энергетических ресурсов, включая расширение мощности и строительство новых электростанций, ввод объектов ВИЭ, гидроэлектростанций и атомной энергетики, оптимизацию электрических потребностей потребителей областей и регионов страны. Свободное выражение мнений не только авторов, но и общественных организаций, не имеющих практически финансовой поддержки для своей деятельности, не были услышаны.

Нам, ветеранам энергетики, не безразлична судьба энергетической отрасли, которая не без основания отнесена к сфере национальной безопасности. Уместно будет повторить пророческие слова назидания, сказанные первым Министром энергетики и электрификации Казахской ССР Батуровым Тимофеем Ивановичем на торжественном собрании по случаю его 90-летия со дня рождения: «Мы, старшее поколение, оставили народу Казахстана огромный электроэнергетический потенциал. У нас большая просьба - берегите его!».

В настоящее время общественность страны проявляет большой интерес к пониманию основ энергетической безопасности. Это в конечном итоге соблюдение прав человека. А эти права оцениваются важнее всех остальных принципов социального государства.

Поэтому мы решили напомнить о некоторых предложениях, высказанных за последние 10 лет, для реализации которых не потребуются больших затрат:

1. Создать Главное техническое управление в структуре Министерства энергетики РК. Это орган, который мог бы вырабатывать единую техническую политику и консолидировать научно-техническую общественность отрасли. Орган, который как референт свел бы и компетентно рассудил предприятия электрических сетей, проектировщиков и заказчиков.

2. С целью принятия правильных решений по действующим региональным ТЭЦ, обеспечить своевременную разработку схем теплоснабжения городов с перспективой на 10-15 лет. Это позволит планировать объемы реконструкции действующих станций, строительство замещающих мощностей или новых ТЭЦ. В обязательном порядке раз в 5 лет выполнять областные Схемы развития электрических сетей и раз в 3 года их корректировку. Схема - это определяющий документ по развитию и реконструкции электрических сетей для обеспечения надежного электроснабжения всех потребителей данной территории.

3. Восстановить на должном уровне отраслевые проектные институты, а на Минэнерго РК возложить обязанности управления только электроэнергетической отраслью.

4. Осталось без внимания обращение Союза инженеров-энергетиков РК (А.С.Трофимов, М.Т. Дулкаиров. Журнал «Энергетика» №2, 2022 г.), Письмо Администрации президента РК от 14/IX-2022 о производстве и внедрении ветроагрегатов, разработанных д.т.н. профессором М.Комбаровым. Предложенный ветроагрегат не имеет аналогов в мире, защищен 16 патентами, стал Лауреатом мирового (Лос-Анджелес), азиатского (Шанхай) и других конкурсов бизнес-проектов, прошел экспертизу в РК и за рубежом.

Эти ветроагрегаты могут работать в Джунгарском ветровом коридоре, где скорость ветра достигает 60 м/сек. (Ветроагрегаты западных фирм рассчитаны на ветровую скорость до 25 м/сек).

5. Осталась без внимания возвращенная резолюция энергетического форума «Стратегия долгосрочного развития электроэнергетической отрасли Казахстана», проведение которого организовала Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация в г. Астане 18 ноября 2018 г. (Журнал «Энергетика», №1, 2019 г.).

Также, пользуясь случаем, обращаемся к нашему Министру энергетики РК Саткалиеву Алмасадаму Майдановичу с просьбой рассмотреть вопрос о придании журналу «Энергетика» официального издания Минэнерго РК, ввести в состав редколлегии ряд ведущих специалистов отрасли и решить вопрос финансирования издания.

Следует отметить, что экс-Министр энергетики РК Булат Газизович Нуржанов проявил инициативу, и в 1993 г. создал отраслевой журнал «Энергетика и топливные ресурсы Казахстана», стал его главным редактором. В создании и выпуске первых номеров журнала ему помогали Колинко Николай Сергеевич, заслуженный журналист СССР, проработавший более 14 лет помощником Председателя Совета министров Казахской ССР Ашимов Байкена Ашимовича.

В 2002 году журнал стал издаваться СИЭ РК, сменив название на «Энергетик». Журнал продолжает выходить уже более 22 лет. В Казахстане это единственный журнал, который высоко оценен профессиональной аудиторией и является источником быстрой информации о новостях в отрасли.

Журнал издаётся практически на общественных началах, на энтузиазме СИЭ РК и его генерального директора Марата Дулкаирова, у которого загрузка как говорят «выше крыши». Только на подготовку и проведение ежегодно 4-х семинаров с привлечением ведущих специалистов-энергетиков РК, так и СНГ и дальнего зарубежья не хватает времени.

Призываем энергетические предприятия Казахстана поддержать отраслевой журнал «Энергетика».

Выражаем большую благодарность руководству АО «KEGOC» и АО «Самрук-Энерго», которые оказывают большую помощь путем размещения на страницах журнала технических статей, информационных материалов о развитии энергетической отрасли.

В процессе подготовки к настоящему Международному форуму мы выяснили, что Россия в ноябре 2022 г. провела на государственном уровне круглый стол, на котором был обсужден вопрос о роли отраслевых журналов в технологическом развитии энергетики, промышленных предприятий, сельского хозяйства и т.д.

Возможно, следует провести подобное мероприятие и в РК. Это позволит поднять статус отраслевых журналов РК, занять уникальную позицию, представляя высококачественную специализированную информацию о развитии производства и наукоемких технологических решений.

Кроме того, общество получит достоверную информацию, в которой оно очень нуждается.

Атомная энергетика необходима Казахстану



Круглый стол на тему «Развитие атомной энергетики в Казахстане и международный опыт»

Стране для покрытия дефицита базовой мощности необходимо строительство АЭС как минимум с двумя блоками мощностью от 1000 до 1400 МВт. Ни угольные, ни газовые, ни возобновляемые источники энергии не могут заменить базовую генерацию в стране. Об этом заявили энергетики и другие эксперты ядерной физики на специальном семинаре в Алматинском университете энергетики и связи им. Г. Даукеева

В ходе состоявшегося в Алматы семинара обсуждался вопрос строительства в Казахстане атомной электростанции и различные аспекты развития в этой отрасли, сообщает inbusiness.kz.

По мнению энергетиков и атомщиков, развитие направления атомной энергетики позволит не только покрыть возрастающий дефицит электрических мощностей, но и ока-

жет мультипликарный эффект на развитие Казахстана, включая повышение инвестиционной привлекательности экономики и снижение воздействия на окружающую среду.

Ежегодный рост потребления электроэнергии в Казахстане привел к тому, что в 2022 году впервые сравнялись показатели выработки электроэнергии и ее потребления. Износ имеющихся генерирующих мощно-

стей, отсутствие разумной тарифной политики и инвестиций в отрасль со стороны государства в итоге могут привести к печальным для отрасли энергетике последствиям, так считает генеральный директор ОЮЛ «Союз инженеров-энергетиков Республики Казахстан» Марат Дулкаиров.

«Программа «Тариф в обмен на инвестиции» перекладывает бремя инвестиций в отрасль на потребите-



Мурсалова Гульмира Даутовна - заместитель директора департамента атомной энергетики и промышленности

лей, и это ошибка. Я считаю, что поднимать тариф нужно только для того, чтобы повысить заработную плату работникам этой отрасли, потому что, помимо износа оборудования, в отрасли уже не хватает специалистов. И нам важно поддержать людей, сохранить кадры, подняв им уровень заработной платы до среднего по стране.

Проблему изношенных активов необходимо решать по-другому. Нужны государственные инвестиции. Например – с Национального фонда. Целевые государственные кредиты, только такие инвестиции смогут сохранить отрасль и дать ей развитие. Сейчас отрасль выживает за счет активов, построенных нашими отцами», – выразил он свое мнение.

«Что же касается атомной энергетики, то хочу отметить, что сейчас даже африканские страны уже имеют атомные станции, а мы, Казахстан, имея все условия и компетенции, до сих пор остаемся без АЭС, хотя она нам нужна уже давным давно. О необходимости говорит и тот факт, что прошедшей зимой при потреблении около 16,5 ГВт, мы генерировали 15,2

ГВт, то есть на пике нагрузки мы были вынуждены импортировать 1200 МВт. Особенно остро вопрос мощностей стоит на юге страны. Притом что много лет на множестве совещаний твердилось о профиците мощностей. Мощности нужны нам еще вчера», – отметил спикер.

Потенциальной площадкой для строительства АЭС в Казахстане выбран поселок Улькен, расположенный на побережье озера Балхаш в Алматинской области, рассказала заместитель директора департамента атомной энергетики и промышленности министерства энергетики РК Гульмира Мурсалова.

«Этот район был выбран на основе проведенных исследований из двух потенциальных районов. В целом решение о размещении атомной электростанции принимается правительством в соответствии с законами РК, с согласия местных органов власти.

В настоящее время определен шорт-лист потенциальных поставщиков реакторных технологий, в котором представлены четыре компании. Это корейская компания KHNP, представители которой участвуют в этом семинаре, французская ком-

пания EDF, китайская CNNC и российская – Росатом. Сейчас со всеми этими поставщиками ведутся переговоры, изучаются технические и экономические характеристики реакторов, но окончательного выбора пока нет.

Главным критерием выбора станет безопасность реактора, и в этой связи работа ведется с МАГАТЭ, комиссия которой в марте 2023 года высоко оценила степень готовности нашей страны к принятию решения о строительстве АЭС. Опираясь на опыт других реализованных международных проектов или находящихся в стадии строительства, можно сказать, что проект строительства двух блоков АЭС в Казахстане обойдется в сумму от 10 млрд до 12 млрд долларов», – отметила специалист минэнерго.

АЭС в Казахстане

Казахстан с 1990-х годов несколько раз предпринимал шаги для реализации плана по строительству атомной электростанции.

В начале 2000-х рассматривался вариант о строительстве АЭС взамен выводимого из эксплуатации энергоблока Мангистауского атомного



Жантикин Тимур Мифтахович - Генеральный директор ТОО «Казахстанские атомные электрические станции»

энергокомбината. Но все переговоры ни к чему не привели.

В ноябре 2016 года министр энергетики Канат Бозумбаев заявил, что республика не будет строить АЭС по крайней мере в течение семи лет в силу избытка электроэнергии.

Спустя три года президент России Владимир Путин предложил президенту Касым-Жомарту Токаеву построить АЭС по российским технологиям.

Отметим, на сегодня специалисты выбирают, по чьей технологии строить АЭС. В шорт-лист попали вендоры из Кореи, Китая, России и Франции. Срок реализации проекта составит 10-12 лет.

Казахстан однобоко развивал энергетику, несмотря на производство урановой продукции, весь уран уходит за границу, а внутреннего потребления нет, считает генеральный директор ТОО «Казахстанские атомные электрические станции» Тимур Жантикин

Эксперт прокомментировал почему нужна атомная энергетика и можно ли обойтись без строительства атомной электростанции в Казахстане.

«Проект строительства АЭС в Казахстане рассматривался давно, еще с прошлого века. Во-первых, у нас есть опыт эксплуатации АЭС. Быстрые реакторы сейчас только-только начинают сходить в моду, а у нас такой реактор, первый в мире кстати, работал в Актау», – сказал Тимур Жантикин.

Эксперт считает, что АЭС является базовой генерацией, и для обеспечения энергобезопасности в стране необходимо диверсифицировать производство электроэнергии.

«У нас, к сожалению, немножко однобокое развитие было энергетики, основная генерация угольная. В принципе необходимо вот эту угольную генерацию разбавить с другими видами электроисточников. Сейчас много говорят о возобновляемой энергетике. Это совершенно из другой области, то есть они системные генерации, не базовые генерации», – продолжил Жантикин.

Также генеральный директор КАЭС обратил внимание на то, что много лет Казахстан на первом месте по производству урановой продукции, однако добытый уран уходит за границу, потому что внутреннего потребления нет. Завод по производ-

ству ядерного топлива для атомных электростанций, запущенный в прошлом году, работает для рынка Китая.

«В принципе у нас есть основы развития атомной энергетики, плюс научная база. Национальный ядерный центр решает научные вопросы, то есть это действительно мировой уровень. Естественно развитие таких высокотехнологичных направлений, как атомная энергетика даст толчок не только в развитии электроэнергетики, но также в целом поднимет технологический уровень, соответственно научный уровень страны. Но и политические моменты есть: государство, которое развивает атомную энергетику имеет значительно больший политический вес, как страны, у которых есть высокие технологии», – сказал Жантикин, перечислив плюсы развития атомной промышленности Казахстана.

По данным Тимура Жантикина, если в этом году будет выбран поставщик и издано постановление правительства по району размещения АЭС, то разработка ТЭО будет завершена в 2025 году и его представят на госэкспертизу.



Тажибаева Ирина Лашкаровна - Генеральный директор Научно-технический центр «Безопасность ядерных технологий»

При положительном решении госэкспертизы ТЭО направляется в правительство для принятия постановления о строительстве АЭС. После чего начнется разработка и экспертиза проектно-сметной документации.

Завершение строительно-монтажных работ предстоит к 2034 году, а ввод в эксплуатацию станции ожидается в 2035 году.

«Почему мы выбрали станции до 2,8 ГВт? По нашим расчетам, который мы еще в 2018 году получили, ожидался дефицит базовой мощности на юге до 2,7 ГВт. Учитывался износ электроэнергетического оборудования при моделировании развития энергосистемы Казахстана. Исходя из сложившихся балансов, дефицит базовой мощности по объединению Север — Юг составит к 2030 году — 1,8 ГВт, к 2035 году — 3,2 ГВт, к 2050 году — 5 ГВт», — пояснил Жантикин.

Соответственно для покрытия дефицита базовой мощности необходимо строительство АЭС как минимум с двумя блоками мощностью до 1400 МВт.

Он добавил, что одна АЭС обеспечит надежное энергоснабжение

потребителей в течение более 60 лет.

А что насчет готовности нормативной правовой базы? На этот вопрос ответила генеральный директор Научно-технического центра «Безопасность ядерных технологий» Ирина Тажибаева. Из необходимых условий развития атомной энергетики и ядерных технологий эксперт выделила:

- соблюдение принципов ядерной, радиационной и ядерной физической безопасности;
- наличие регуляторной базы, независимого регуляторного органа;
- соблюдение международных принципов и Соглашений;
- компетентные специалисты (подготовка и переподготовка);
- использование накопленного опыта и знаний, принцип преемственности поколений.

«Регуляторная база есть, но нуждается в совершенствовании. К примеру, в настоящее время нет общего перечня НПА в области использования атомной энергии – для каждого объекта использования атомной энергии применяется индивидуальный подход. Связано это с тем, что многие из документов разработаны и

утверждены в Советском Союзе или Российской Федерации, и их действие распространено на Казахстан именно для конкретной установки. КАЭНК МЭ РК как регулирующий орган согласовывает перечень и даёт разрешение на применение НПА отдельно для каждой установки/объекта. Для планируемой к сооружению АЭС целесообразно частично согласовать регуляторные документы потенциальных поставщиков реакторных технологий (вендоров)», – сказала Тажибаева.

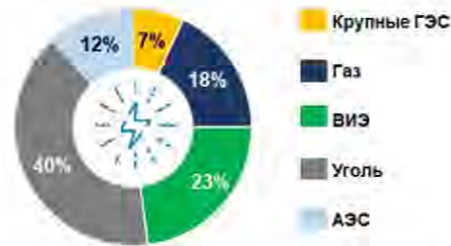
Она добавила, что расширить нормативную базу придётся значительно. По её мнению, в полный перечень НПА, используемых при создании АЭС, в обязательном порядке должны быть включены документы МАГАТЭ. А для успешной реализации положений конвенций и соглашений всё-таки не хватает некоторых подзаконных актов.

Необходимый перечень НПА должны составить в самом начале работ, ещё на этапе подготовки межправительственного соглашения по строительству АЭС, заключила Ирина Тажибаева. Утвердить документы должны постановлением правительства.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС РК ДО 2035 ГОДА



Прогнозная структура выработки электроэнергии, 2035 год



Необходимость развития атомной генерации и соответствие мировой повестке углеродной нейтральности

- наращивание доли чистой электроэнергии в электрогенерации страны
- снижение углеродного следа в экономике страны
- исполнение обязательств Казахстана по снижению выбросов CO₂
- обеспечение стабильности работы энергосистемы страны, в т.ч. поддержка роста генерации ВИЭ

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ЭНЕРГОИСТОЧНИКИ НЕ ПОКРЫВАЮТ ТЕКУЩИЕ ПИКОВЫЕ И ПРОГНОЗНЫЕ НАГРУЗКИ

Для покрытия потребности экономики и населения требуется **17,5 ГВт** новой генерации к 2035 году

	ГЭС	Газ	ВИЭ	Уголь	АЭС
Ввод новой генерации	2,1 ГВт	5,1 ГВт	6,5 ГВт	1,4 ГВт	2,4 ГВт

Сейчас совместно с акиматом Алматинской области идет работа по подготовке общественных слушаний на тему строительства АЭС, которые должны были состояться еще в прошлом году, но были перенесены.

На сегодняшний день доля атомной энергии в общем балансе производства электроэнергии в мире составляет почти 11%.

В настоящее время в стране действуют несколько научно-исследовательских ядерных реакторов, на базе которых проводятся работы по ядерной медицине и ведется научная работа, в том числе по разработке уникальных технологий и мате-

риалов. Разработки казахстанских физиков-ядерщиков используются в разных странах, в том числе в тех, которые считаются наиболее развитыми.

Напомним, в апреле министр энергетики Республики Казахстана Алмасадам Саткалиев в кулуарах правительства заявил, что Казахстану необходимо строительство атомной электростанции.

Другие эксперты отметили, что в Казахстане уже созданы следующие элементы ядерной инфраструктуры:

- принят обновленный закон об использовании атомной энергии;
- создан и работает регуляторный

орган – Комитет по атомному и энергетическому надзору и контролю; имеются организации технической поддержки регулятора;

- страна стала участником основных международных конвенций и соглашений в области использования атомной энергии в мирных целях, имеет достаточно хорошо развитую законодательную базу;

- назначили министерство (Министерство энергетики РК), несущее всю полноту ответственности за создание и поддержание на необходимом уровне всей ядерной инфраструктуры в стране;

- озвучен возможный регион (рай-

Предварительные сроки реализации проекта строительства АЭС



ПЕРЕЧНИ НПА В РАЗЛИЧНЫХ СТРАНАХ МИРА

РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ

В целом НПА Беларуси можно представить в виде двух частей: НПА и технические НПА. В кратком виде они систематизированы ниже.

Нормативные правовые акты (79):

- Указы (10)
 - Законы (5)
 - Концепции (4)
 - программы (1)
 - Постановления (38)
 - Инструкции и другие нормативные документы, обеспечивающие ядерную и радиационную безопасность (21)
- Технические нормативные правовые акты (185):
- Технические кодексы установившейся практики (10)
 - Государственные стандарты (48)
 - Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности (43)
 - Экологические нормы и правила (1)
 - Санитарные нормы, правила и гигиенические нормативы (23)
 - Правила по обеспечению безопасности перевозки опасных грузов (4)
 - Правила и нормы в атомной энергетике (ПНАЭ) (9)
 - Стандарты ГПО «Белэнерго». Атомная электрическая станция (характеристики) (1)
 - Стандарты ГПО «Белэнерго». Атомная электрическая станция (оборудование) (46).

ТУРЦИЯ

В документе АО «Аккую Нуклеар» «Лицензионная база нормативно-правовых актов, стандартов и руководств для АЭС «Аккую» от 2014 года имеются следующие разделы:

А НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫЕ АКТЫ

- 1 Нормативно-правовые акты Турецкой Республики (законы – 28, декреты – 4, подзаконные акты – 44)
- 2 Основные положения и требования МАГАТЭ (13)
- 3 Нормативно-правовые акты страны-поставщика (законы – 19, декреты, указы – 9, подзаконные акты – 162)

В СТАНДАРТАХ

- 1 Стандарты Турецкой Республики (5)
- 2 Стандарты страны поставщика оборудования и услуг (международные – 41, РФ – 411)

С РУКОВОДСТВА

- 1 Руководства Турецкой Республики (18)
- 2 Руководства МАГАТЭ (63)
- 3 Руководства страны – поставщика (134)
- 4 Руководства третьих стран (11).

Итого от турецкой стороны упомянуто 99 документов, от РФ – 642, от МАГАТЭ – 76, **всего 817 документов.**

он) строительства будущей АЭС;

- сделали расчёты и провели соответствующий анализ потребностей в электроэнергии до 2035 года.

Для справки: в регулируемые сферы деятельности МЭ РК входит мирное использование атомной энергии,

обеспечение ядерной, радиационной и ядерной физической безопасности объектов использования атомной энергии, радиационной безопасности населения.

Подведя итог, эксперты вновь обсудили возможности, предстоя-

щие трудности и кадровый вопрос в контексте строительства АЭС. Организатор семинара – «Казахстанские атомные электрические станции», принадлежащее АО «Самрук-Казына», а также Союз инженеров-энергетиков.



Проблемы развития и эксплуатации электрических сетей 6-10 кВ в городах в условиях современной экономики

ЖУРАВЛЁВ Леонид Иванович
Директор ТОО «Компания «Тырна»
г. Алматы

Выполняя по договору с Управлением энергетики и водоснабжения города Алматы концепцию развития сетей напряжением 6-10 кВ города Алматы до 2030 года, с перспективой до 2035 года, мы столкнулись с тем, что в распределительных сетях накопилось много проблем, которые необходимо срочно решать.

Предлагается рассмотреть группы проблем, связанных одним общим фактором, а именно:

Изменившимся за последнее время составом собственников электрических сетей. Эти проблемы заслуживают внимания, так как их решение во многом требует изменения и уточнений существующих нормативных документов и разработку новых.

Основные характеристики электрических сетей 6-10 кВ города Алматы						
№ п/п	Наименование	ед. изм.	Количество			
			АО АЖК	Акимат	Абонент	Всего
1	Распределительный пункт (РП)	шт.	114	44	121	279
в том числе:						
	РП 6 кВ	шт.	51	5	46	102
	РП 10 кВ	шт.	63	39	75	177
	Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ	шт.	2544	305	2928	5777
	ТП-6/0,4 кВ	шт.	1304	61	1203	2568
	ТП-10/0,4 кВ	шт.	1239	244	1725	3208
	ТП-0,4 кВ	шт.	1			1
	Кабельные линии 6-10 кВ (питающие)	км	493,358	338,918	186,067	1018,34
	Кабельные линии 6 кВ	км	230,152	115,329	11,811	357,29
	Кабельные линии 10 кВ	км	263,206	223,589	174,256	661,05
	Кабельные линии 6-10 кВ (распределительные)	км	2225,427	278,995	1015,709	3520,13
	Кабельные линии 6 кВ	км	1204,811	50,538	402,4011	1657,75
	Кабельные линии 10 кВ	км	1020,616	228,457	613,3074	1862,38
	Воздушные линии 6-10 кВ	км	376,365	2,503	45,438	424,31
	Воздушные линии 6 кВ	км	109,697		3,643	113,34
	Воздушные линии 10 кВ	км	266,668	2,503	45,438	314,61

Таблицы состава электроустановок 6-10 кВ г. Алматы

На приведенной таблице состава электроустановок 6-10 кВ г. Алматы видно, насколько значительна доля распределительных сетей, принадлежащих абонентам. При этом не только привычные нам абоненты – промышленные или коммунальные предприятия, но и большое количество мелких организаций, физических лиц, владе-

ющих сетями, по которым передается электроэнергия жителям города. При этом процент абонентских электроустановок очень быстро увеличивается. Это объясняется тем, что в 2008 году было принято решение об исключении из перечня работ, требующих наличие лицензии на работы по обслуживанию и ремонту электро-

установок, обеспечивающих подачу электроэнергии жителям. Эти сетевые объекты также исключены из списка объектов, проверяемых Энергонадзором.

Положительный результат такого решения – удалось привлечь инвестиции организаций и частных лиц. Но при этом возникло и немало проблем.

Проблемы четко проявляются при рассмотрении выполнения основной задачи электрических сетей – надежного электроснабжения существующих потребителей и возможности подключения новых потребителей.

Надежность электроснабжения потребителей принято оценивать по индексам надежности.

Наиболее наглядным является SAIFI - средняя продолжительность перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год. В данной энергозоне, как мы видим, это составляет 3 часа.

Для сравнения: в Европе этот показатель 16 мин., в г. Ташкент – 0,9 часа.

Надежность электроснабжения потребителей зависит не только от аварийности, связанной с длительным сроком эксплуатации, что сейчас широко обсуждается в СМИ, но и от ряда других причин. Можно назвать следующие причины:

- Схемы построения существующих электрических сетей и предлагаемые при развитии.

- Аварийность – в свою очередь связана как с износом, так и с применяемыми материалами и оборудованием.

- Наличие современных устройств релейной защиты и автоматики. Это и защиты от межфазных и однофазных замыканий, телесигнализации, телеуправления (внедрение «умных сетей» и т.д.).

- Организация эксплуатации, в том числе достаточность и своевременное проведение профилактических испытаний.

При рассмотрении каждого из перечисленных факторов мы постепенно сталкивались с необходимостью решения проблемы взаимоотношений различных собственников сетевых объектов.

1. Рассмотрение схем построения электрических сетей показывает их общую деградацию. При этом одной из основных причин является подключение абонентских электроустановок в существующую схему.

Наиболее негативное впечатление складывается при рассмотрении развития схем на территории коттеджных застроек, а это вся южная зона города. Схема фид.6-127 с указанием количества ТП, в том числе абонентских (72ТП, из них 60 – абонента).

По отчету показателей надежности электроснабжения по АО «АЖК» (г. Алматы, Алматинская область):

	2018 год	2019 год	2020 год
SAIFI (шт.)	0,908	2,8	2,8
SAIDI (ч)	0,964	3,4	2,9

Отчет показателей надежности электроснабжения по АО «АЖК» (г. Алматы, Алматинская область)

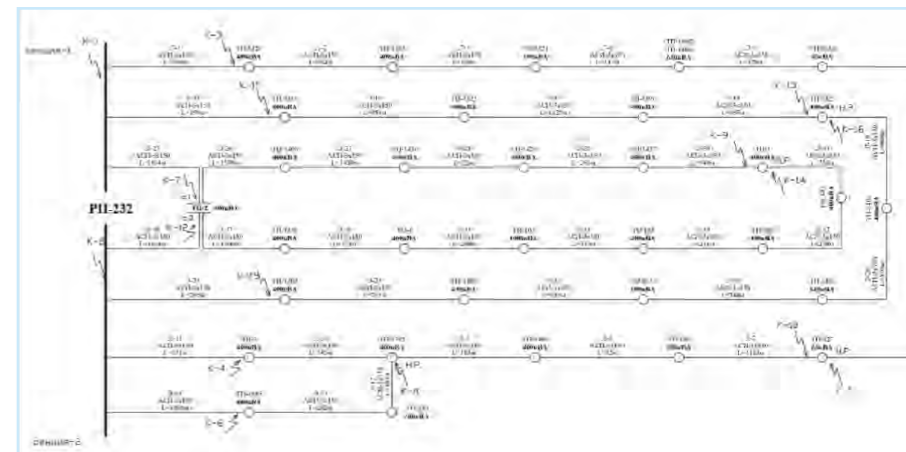


Схема от РП-232 (Заря Востока) – проектная и с изменениями после врезки двух абонентских ТП большой мощности.

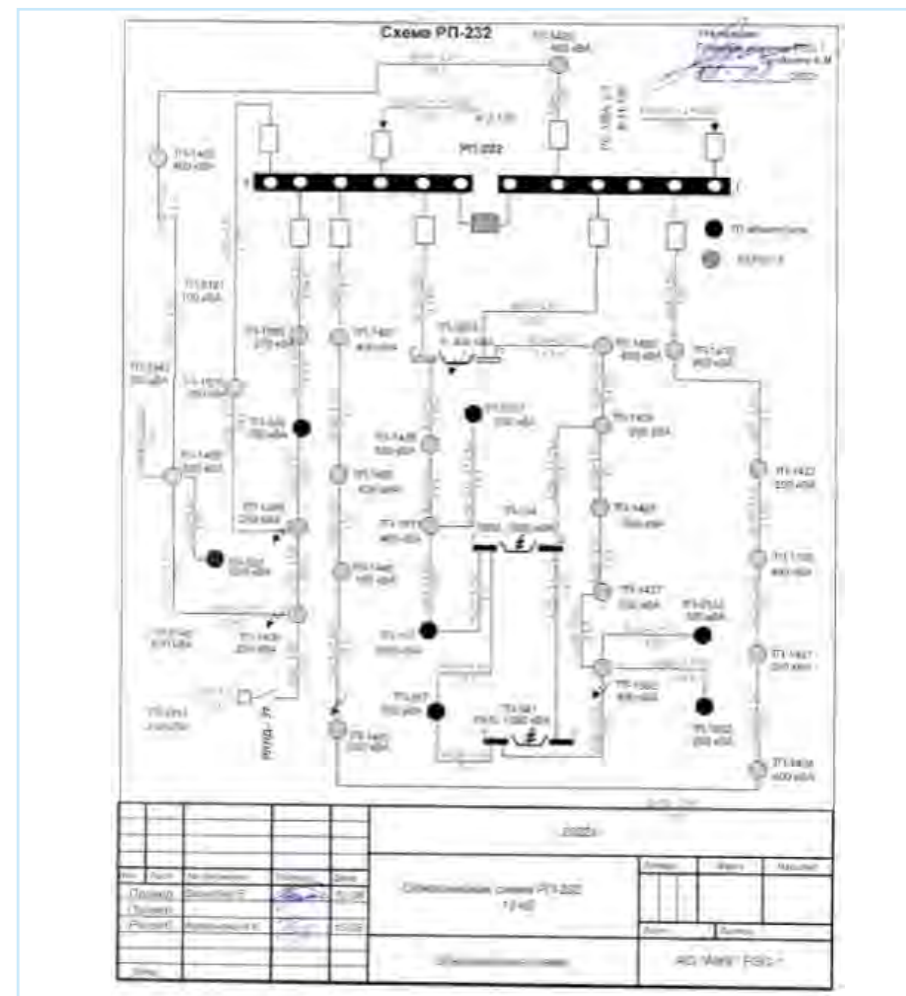


Схема от РП-111- существующая с нарушениями и восстановление схемы.

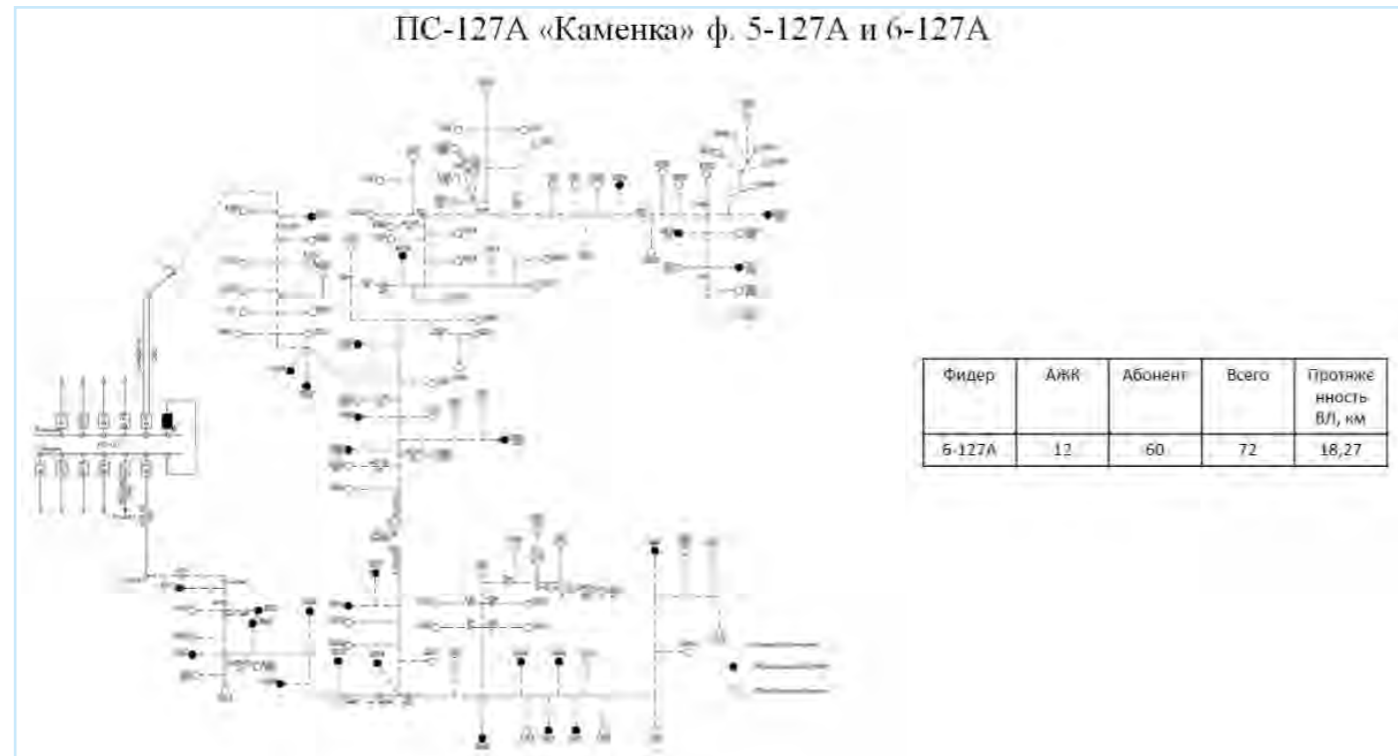


Схема фидера 6-127А с указанием количества ТП, в том числе абонентских (72 ТП, из них 60 – абонента).

Такую схему никак нельзя признать соответствующей требованиям, предъявляемым к городским сетям.

После рассмотрения примеров выполнения схем возникает вопрос: кто должен контролировать выполнение схемных решений не только абонентских, но и сетей АО АЖК; кто должен организовывать периодическую актуализацию этих схем.

2. Рассмотрим вопросы проектирования, строительства, применения оборудования абонентских электроустановок.

На участке линии от РП-97 на рас-

стоянии 700 метров подключено 14 ТП. При полном обследовании технического состояния удалось осмотреть только пять, все остальные расположены внутри дворов, доступ отсутствует.

Из пяти осматривенных не оказалось ни одной ТП, где были бы выполнены при проектировании и строительстве требования ПУЭ.

Наиболее распространенные нарушения:

- Не соблюдены габариты (расстояния) до токоведущих частей;
- Не типовой фундамент под ТП и СКТП;

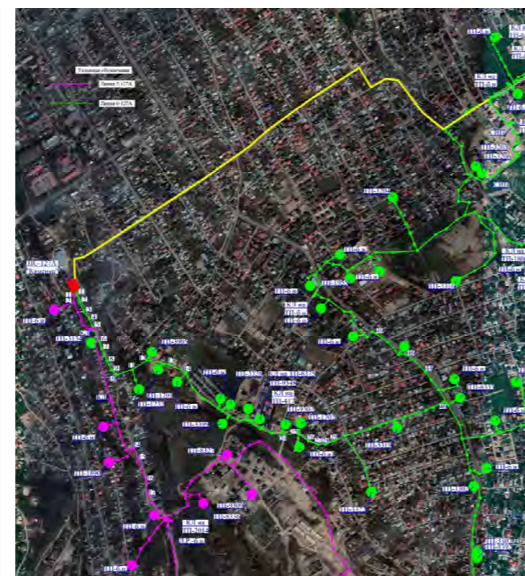
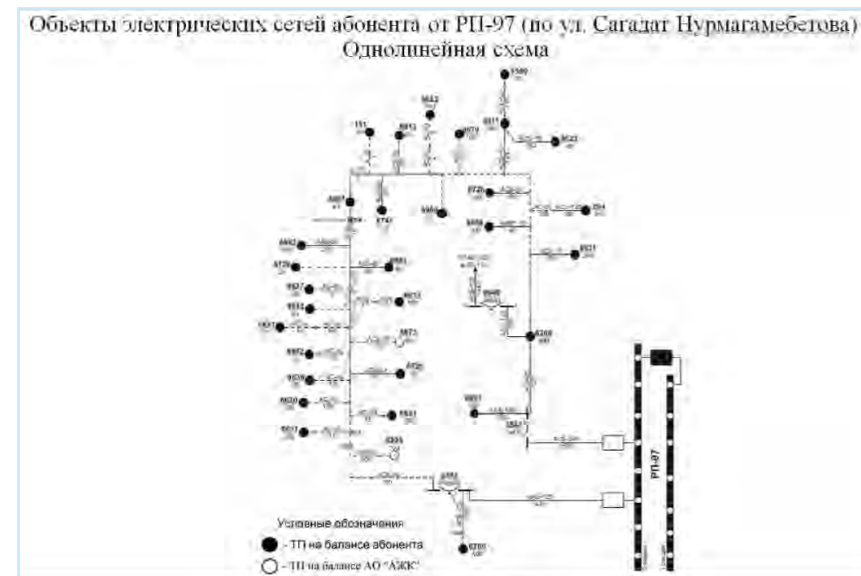
- Не закрыты кожухом вывода трансформаторов;

- Не установлены ОПН или разрядники для защиты кабельных вставок;

- Не соблюдены требования к заземляющим устройствам.

ВЫВОД:
Проектирование, строительство, применение материалов и оборудования, эксплуатация абонентских электроустановок абсолютно бесконтрольные.

Аналогичная ситуация при рассмотрении электрических сетей от ПС-127А.



При этом осложняет ситуацию и большое количество хозяйственных построек и жилых домов, над которыми проходят линии 10 кВ. Трасса для выноса ВЛ отсутствует, так как проложены инженерные сети газопровода, водопровода и канализации, связи.

На примере линий от РП-97 видно, что была предпринята попытка применить схему с большим количеством маломощных трансформаторов. Такая схема давно принята в сетях США, затем Китая. Основным преимуществом такой схемы является практически полное отсутствие линий 0,4 кВ. Однако при применении такой схемы в странах СНГ принцип построения их значительно изменился, и не в лучшую сторону.

Вместо столбовых ТП, расположенных вдоль улицы, к которым обеспечен беспрепятственный доступ и имеется возможность быстро выявить нарушение и выполнить замену отдельных блоков, применяется КТП с вертикальным расположением оборудования. Ранее это изделие называлось СКТП (сельского типа) и в городских сетях не применялось. Особенностью таких ТП состоит в том, что при повреждении одного из блоков (низковольтный щит, трансформатор, отсек ПН) выходит из строя все ТП. К тому же эти ТП, как правило, устанавливаются во дворах, на участках, где подъезд автомашины и персонала затруднен.

Не удовлетворительное состояние абонентских электроустановок не только вызывает отключение потребителей, подключенным к сетям абонента, но и возникают повреждения в сетях АО АЖК. По данным служб АО АЖК 60% аварийных отключений в сетях произошли при первоначальном повреждении в сетях абонента.

3. На приведенных фотографиях абонентских ТП видно, что практически обслуживанием КТП никто не занимается, что подтверждается и при обследовании.

При повреждении восстановительными работами занимаются в основном персонал РЭС или монтажных организаций.

Говорить о внедрении элементов «умных сетей» в таких условиях не приходится.

- Возникают вопросы и при развитии электрических сетей.

- Необходимо учитывать, что каждый владелец электрических сетей – это естественный монополист. Выполнив строительство одного или двух ТП и линий 10 кВ, он на этом участке начинает диктовать потребителям свои условия – это сбор денежных средств на ремонт, оплату испытаний, содержание электрика и т.д. То есть, фактический тариф не контролируется, может быть увеличен в два раза.

- Абонентские сети занимают трассы ЛЭП, места для установки ТП, что не позволяет выполнить замену (реконструкцию) сетей для подключения новых потребителей.

- При выдаче технических условий абоненту, АО АЖК не может обязать его выполнить усиление своих электроустановок. Нормативным документом предписывается выполнять эти работы на договорной и возвратной основе.

- При проектировании линий для подключения абонентских электроустановок АО АЖК не может также требовать выбора сечения кабеля или провода с учетом переключения существующих потребителей. Нет положения о совместном финансировании. В условиях современного дефицита трасс и земельных участков под установку ТП - это большая проблема.

Отдельной проблемой общей и для абонентских сетей и для сетей АО АЖК является как своевременная замена электрических сетей, так и продление срока эксплуатации электроустановок.

Для решения перечисленных проблем предлагается:

1) Эксплуатацию и ремонт электроустановок напряжением 6-10 кВ и выше вернуть в перечень лицензируемых видов деятельности.

2) Определить организацию, контролирующую схему развития сетей (в том числе 6-10 кВ) и периодическая организация актуализации схем. На данном этапе предлагается Управление энергетики и водоснабжения города Алматы.

3) Вернуть контроль Энергонадзора за приемкой в эксплуатацию и эксплуатацией всех электроустановок 6-10 кВ.

4) Разработать для предприятий, обслуживающих электроустановки, порядок продления срока эксплуа-

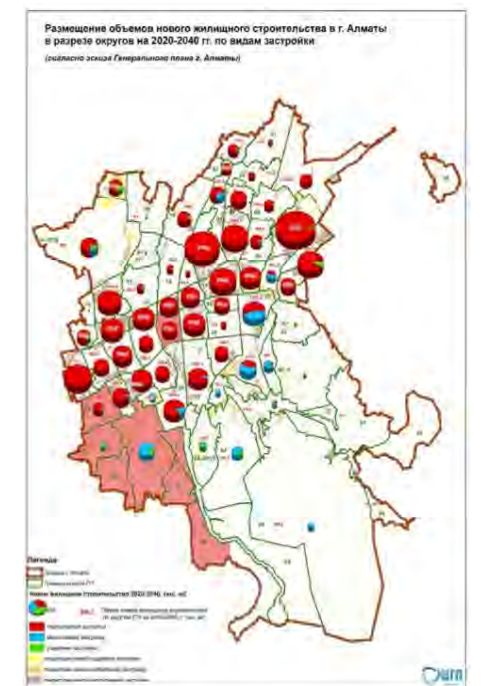
тации.
5) Разработать Положение о совместном финансировании проектов для подключения объектов различных абонентов или АО АЖК и абонента.

6) Рассмотреть возможность отказа от применения КТП с вертикальным расположением оборудования (ранее СКТП).

В целом, необходимо решить, каким образом будут развиваться распределительные сети города – будет продолжаться увеличение абонентских сетей или основной энергопередающей организацией должно остаться АО АЖК.

Считаем второй вариант предпочтительным. Для этого необходимо разработать порядок быстрой передачи на баланс АО АЖК вновь построенных электрических сетей (в том числе решить вопрос оплаты налога). Без решения перечисленных проблем город получит через 8-10 лет, когда придет время замены оборудования ТП абонента, большой объем бесхозных электрических сетей.

Отдельно, с учетом предыдущих обсуждений, предлагаем отметить не эффективность выполнения работ по реконструкции сетей 6-10 кВ по отдельным проектам. Необходимо выполнять весь комплекс работ в намеченной зоне (возможно зоне ПС). При этом включать и объем работ по реконструкции электрических сетей абонентов (при необходимости).



Деятельность АО «Атырау Жарык» по передаче электроснабжения потребителям Атырауской области



ГУБАШЕВ Меирбек Уахитович
ПРЕЗИДЕНТ АО «АТЫРАУ ЖАРЫК»

История энергетики нашего края началась 1922 году, когда в Гурьеве (ныне Атырау) появился двигатель мощностью в девять киловатт, который обслуживал открывшийся в городе кинотеатр и уже затем с появлением в 1927 году двух дизельных электростанций небольшой мощности на нефтепромыслах Доссор и Макат, служивших для освещения жилых поселков. Первая линия электропередачи напряжением 110 кВ была в Гурьевской области построена в 1951 году. В декабре 1960 года было создано Гурьевское предприятие «Управление высоковольтных сетей». Позже в 1961 г. Управление Гурьевэнерго которое стало именоваться Гурьевской энергосистемой.

01.10.1999 г. АО «Атырау Жарык» начал осуществлять свою деятельность по передаче и электроснабжению потребителей Атырауской области.

В настоящее время в его структуру входят восемь подразделений, которые представляют собой районы электрических сетей, расположенные в Атырауской области, а также центральный офис, ремонтно-производственная база с техническими службами, находящиеся в городе Атырау.

- Городской район электросетей (г.Атырау)
- Жылыойский район электросетей (г.Кульсары)
- Макатский район электросетей (п.Доссор)
- Курмангазинский район электросетей (с.Ганюшкино)

тросетей (с.Ганюшкино)

- Махамбетский район электросетей (п.Махамбет)
- Индерский район электросетей (п.Индер)
- Кзылкугинский район электросетей (п.Миялы)
- Исатайский район электросетей (п.Аккистау)

Согласно Закону РК «Об электроэнергетике» и нормативно-правовым актам, регулирующим деятельность оптового и розничного рынка электроэнергии, основной функцией АО «Атырау Жарык», как региональной

электросетевой компании, является передача электрической энергии в г.Атырау и Атырауской области.

Развитие нефтеносного Прикаспийского региона, объектов малого и среднего бизнеса, инфраструктуры, строительства жилья напрямую связано с увеличением потребления электроэнергии и, следовательно, с увеличением производственных мощностей и пропускной способности электросетевых объектов и передаточных устройств.

На 1 января 2023 года АО «Атырау Жарык» имеет на своем балансе:



- ВЛ-110кВ протяженностью 2 365,1 км
 - ВЛ-35кВ протяженностью 833,32 км
 - ВЛ-6-10кВ протяженностью 4 209,411 км
 - ВЛ-0,4кВ протяженностью 2 015,295 км
 - Всего ВЛ -110-35-6-10-0,4кВ – 9 423,126 км**
 - КЛ-6-10кВ протяженностью 190,252 км
 - КЛ-0,4кВ протяженностью 118,042 км
 - Всего КЛ-6-10-0,4кВ – 308,294 км**
 - ПС 35кВ и выше в количестве 77 ед. общей мощностью 1 391,4 МВА
 - КТП, ТП, РП –10/6/0,4кВ в количестве 1687 ед. общей мощностью 460,733 МВА
- Состояние электрических сетей АО «Атырау Жарык» в прежние годы характеризовалось уровнем износа 75%. В целях его снижения за период 2006 – 2022 годов были исполнены утвержденные уполномоченными органами инвестиционные программы и проведена реконструкция и модернизация.

С 2006 года начата реализация ин-

вестиционной программы АО «Атырау Жарык» которая является необходимым условием устойчивого функционирования и развития электроэнергетики г.Атырау и Атырауской области.

Реализация инвестиционной программы АО «Атырау Жарык» является необходимым условием устойчивого функционирования и развития электроэнергетики г.Атырау и Атырауской области.

Мероприятия, реализованные в рамках инвестиционных программ АО «Атырау Жарык» позволили значительно снизить процент износа распределительных сетей и уменьшить уровень технологических потерь в сетях.

Обновление основных средств позволяет минимизировать риск, возникший в случаях отказов оборудования, а так же улучшить характеристики оборудования. В ходе реализации инвестиционной программы выполнены работы, направленные на повышение надежности электроснабжения потребителей, увеличение мощности для обеспечения присоединения дополнительных нагрузок и продления срока эксплуатации.

Источниками финансирования Инвестиционной программы утверждены отчисления и прибыль в составе предельного уровня тарифа на услуги АО «Атырау Жарык». Кредитные средства банков на эти цели не привлекались.

1. Реализация плана перспективного развития электросетей г. Атырау и Атырауской области. Модернизация ПС, ВЛ и физически изношенных сетей 0,4/6/10кВ.

В период с 2006 – 2022гг. произведена реконструкция и техническая модернизация **21-ой** понизительных подстанций напряжением 110/35/6-10кВ в г.Атырау и Атырауской области

- * ПС 110/35/6-10кВ – 9 шт.
- * ПС 110/10кВ – 2 шт.
- * ПС 35/6кВ – 10 шт.

В ходе модернизации понизительных подстанций были произведены замены силовых трансформаторов с увеличением мощностей, были полностью заменены распределительные устройства 10,35 и 110кВ. Укомплектованы экологически чистыми и изготовленными по прогрессивной технологии элегазовыми и вакуумными выключателями взамен морально и физически изношенного масляного



оборудования, увеличена пропускная способность подстанции за счет установки камер в распределительных устройствах. Произведена замена всех без исключения фундаментов оборудования и приемных порталов питающих линий 110 и 35кВ. Установлено железобетонное ограждение подстанций взамен сетчатого, что исключает проникновения на территории подстанций посторонних лиц.

Нулевые отметки подстанций увеличены более чем на 0,5 метра для предотвращения затопления талыми водами.

В период с 2013 - 2022гг. произведена реконструкция и модернизация 12-ти системообразующих магистральных воздушных линий электропередач напряжением 110кВ и 35кВ общей протяженностью 789,9 км для передачи генерирующих мощностей с Атырауской ТЭЦ и увеличения надежности электроснабжения г.Атырау и Атырауской области.

- ВЛ-110кВ - 11 шт.
- ВЛ-35кВ - 1 шт.

В 2019 году произведена замена опор и голого провода на самонесущий изолированный провод на ВЛ-0,4кВ (3,22км) от ТП-329/10 и ТП-29/11.

В 2008 году произведена реконструкция 2-х распределительных пунктов РП-2 и РП-18.

Всего за период с 2010 года по 2022 год произведена реконструкция и техническая модернизация 66-ти ТП/КТП-6/10/0,4кВ.

В период модернизации демонтированы здания трансформаторных пунктов, находящихся в аварийном состоянии и не отвечающие требованиям нормативных документов в части безопасной эксплуатации, и заменены на комплектные трансформаторные пункты городского исполнения или построены вновь на месте демонтированных, где смонтировано полностью новое оборудование и более мощные силовые трансформаторы.

Существенно увеличена пропускная способность распределительных устройств и трансформаторов, что позволяет подключать к ним перспективные электрические мощности близлежащих объектов потребления электроэнергии.

2. Мероприятия по внедрению АСКУЭ.

В период с 2010-2020гг. выполнен комплекс автоматизированной систе-

мы коммерческого учета электроэнергии и мощности (АСКУЭ). АСКУЭ позволяет точно и оперативно определить количество электроэнергии, переданной по электрическим сетям и отпущенной потребителям (возможно с учетом суточных, зонных и других тарифов), своевременно реагировать на потери электрической энергии при ее передаче и распределении, добиться повышения достоверности и оперативности учета электрической энергии. Выполненные мероприятия в составе комплекса являются основой для интеграции с АСКУЭ бытового уровня.

3. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях 10-6/0,4кВ в г.Атырау.

В период с 2013-2015гг. завершены три этапа внедрения компенсации реактивной мощности в электрических сетях АО «Атырау Жарык». Это целенаправленное воздействие на баланс реактивной мощности в распределительных сетях с целью регулирования напряжения и с целью снижения потерь электроэнергии. Для решения задачи оптимизации режимов городских распределительных сетей по реактивной мощности применены



нерегулируемые батареи статических конденсаторов (БСК). Внедрение компенсации реактивной мощности повышает эффективность и надежность распределительных электросетей.

4. Модернизация средств связи и вычислительной техники.

В период с 2010-2015гг. согласно утвержденным программам произведены закупки новых средств вычислительной техники (серверов, персональных компьютеров, средств локальной сети и периферийных устройств) и связи (телефонных станций, радиостанций, средств диспетчерского и технологического управления). Обновлены имеющиеся средства связи (радиостанции) и вычислительной техники, что позволяет сократить ремонтно-эксплуатационные затраты и повысить надежность работы данного оборудования. Внедрены информационный комплекс (ОИК) на пульте центральной диспетчерской службы АО «Атырау Жарык», диспетчерская станция ПРОТОН ССС и мини АТС, что значительно расширило возможности диспетчеров.

5. Средства диагностики.

В период с 2010-2015гг. согласно утвержденным программам произве-

дены закупки диагностических приборов и передвижной лаборатории для производства профилактических испытаний и измерений оборудования на месте их установки без монтажа и перевозки в стационарную лабораторию на базе АО «Атырау Жарык». Передвижная лаборатория (ЭТЛ) на базе автомобиля высокой проходимости, что особенно важно, учитывая расположение электросетевых объектов по всей территории области а зачастую в труднопроходимой местности.

Результатом реализации инвестиционной программы «АО Атырау Жарык» является удовлетворение растущего спроса на электрическую энергию, обеспечение безаварийной работы электрических сетей, надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей г.Атырау и Атырауской области.

Итого в период с 2006–2022гг. согласно утвержденным инвестиционным программам произведена техническая модернизация.

Ежегодно АО «Атырау Жарык» проводит ремонт в электрооборудовании где производится частичная замена электроустановок.

За период с 2006 – 2022 гг. выпол-

нен следующий объем работ:

Ремонт на ВЛ-110-0,4кВ – 14 058,211км,

Ремонт на КЛ-0,4-10кВ – 232,846 км,

Ремонт на ПС напряжениям 110/35/10/6кВ – 360 шт.

Ремонт на РП, ТП, КТП – 10/6/0,4кВ – 1790 шт.

На сегодняшний день произведена замена провода АС на СИП – 936,405 км.

Результатом реализации Плана перспективного развития электрических сетей г.Атырау и Атырауской области и выполнения капитальных ремонтов энергообъектов является удовлетворение растущего спроса на электрическую энергию, обеспечение безаварийной работы электрических сетей, надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей г.Атырау и Атырауской области.

В результате проведенных мероприятий, уровень износа электросетевого оборудования был снижен до 40%, что значительно ниже текущего среднего уровня износа сетей региональных электросетевых компаний в стране, составляющего 66% .

АО «Шардаринская ГЭС» - жемчужина казахстанской электроэнергетики и является крупной энергопроизводящей организацией в Туркестанской области



БЕРЛИБАЕВ Ануар Амирбаевич,
Председатель правления
АО «Шардаринская ГЭС»

Общая информация о АО «Шардаринская ГЭС»

Адрес: Туркестанская область, г. Шардара, ул. Ельмуратова 13.

Год ввода в эксплуатацию: 10-15 октября 1967 года.

Вид регулирования: сезонное, частично многолетнее.

Назначение гидроэлектростанции: ирригация, энергетика, борьба с наводнениями.

Место расположение станции: в среднем течении р. Сырдарья, Шардаринская ГЭС в составе Нарын-Сырдарьинского каскада является замыкающей ГЭС.

Говоря о Шардаринской ГЭС нельзя не упомянуть о ее создании и становлении ведущей организацией в своей отрасли. Вначале выступления хотим рассказать об истории Шардаринской ГЭС.

С 1950 до 1958 года было проведено проектирование Шардаринского водохранилища. Далее, в 1958 году было начато строительство Шардаринской гидроэлектростанции. Осенью 1965 года окончен монтаж первого гидроагрегата и в декабре был запущен в работу. В течение последующих 20 месяцев был завершён монтаж оставшихся трех гидроагрегатов, они успешно проработали в тестовом режиме и 10-15 октября 1967 года Государственная приемная комиссия подписала Акт о вводе в эксплуатацию Шардаринской гидроэлектростанции.

На сегодняшний день, Шардаринская ГЭС считается жемчужиной ка-

захстанской электроэнергетики и является крупной энергопроизводящей организацией в Туркестанской области, основное направление деятельности которой производство электрической энергии и ее реализация.

Одним из показателей высокого уровня управления стал Проект модернизации с участием Европейского банка реконструкции и развития. Полная замена основного и вспомогательного оборудования продлила еще на несколько десятилетий ресурс Шардаринской ГЭС. Увеличена мощность, энергоэффективность и улучшились экологические показатели.

В период с 2015 по 2020 годы успешно завершён Проект «Модернизация Шардаринской ГЭС» с заменой четырех гидроагрегатов со всеми основными и вспомогательными оборудованием. Подрядчиком Проекта являлась компания Андрицц Гидро

ГмбХ (Германия), с которой АО «Шардаринская ГЭС» заключила ЕРС-Контракт от 18 декабря 2013 года. Также, в ходе реализации Проекта на строительной площадке Шардаринской ГЭС на постоянной основе действовала компания Фихтнер, которая по итогам международного тендера была избрана в качестве технического консультанта и инженера Заказчика в одном лице.

Фаза строительства была начата в мае 2015 года.

28 февраля 2020 года был введен в эксплуатацию последний гидроагрегат ГА-4 и эта дата является датой выхода на проектную мощность 126 МВт, против 100 МВт. Дополнительная выработанная электроэнергия стала расширением малого и среднего бизнеса в нашем регионе. Гидроагрегаты с периода ввода в эксплуатацию работают в нормальном штатном режиме. Внепла-



Шардаринский гидроузел:

- Намывная плотина и левобережная дамба примыкания;
- Здания гидроэлектростанции;
- Сопряжение здания ГЭС с правым берегом;
- КРУЭ-110 кВ, пять ЛЭП-110кВ.

новых остановок, аварийных случаев зафиксировано не было.

В рамках проекта модернизации достигнуты основные цели проекта:

- повышение годовой выработки электроэнергии для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию в регионе.

- увеличение установленной мощности станции с 100 МВт до 126 МВт путем увеличения выходной мощности каждой из четырех турбин с 25 МВт до 31,5 МВт

- повышение рабочих КПД турбин и генераторов путем уменьшения потерь;

- замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым современным оборудованием, обеспечивающее природоохранные мероприятия и полную автоматизацию электростанции, и как следствие, повышение надеж-

ности и готовности к безаварийной эксплуатации гидроэлектростанции.

- повышение эффективности деятельности станции за счет уменьшения прямых затрат, связанных с ремонтно-эксплуатационным обслуживанием оборудования.

По проекту выполнены передовые международные технологические новшества, в том числе:

- управление всеми оборудованием станции на основе цифровой технологии;

- система мониторинга с одного рабочего места и с большого дисплея из диспетчерской;

- групповое регулирование, автоматическое регулирование заданной мощности;

- скоростной АСКУЭ, онлайн передача данных системному оператору;

- сигнальный и звуковой контроль



оборудования и вспомогательных систем в эксплуатации;

- цифровизация сигнализации противопожарных систем;

- автоматическая система пожаротушения;

- контроль автоматической установки эффективности работы турбины;

- автоматическая система контроля и управления турбиной в безопасной зоне кавитации.

На сегодняшний день АО «Шардаринская ГЭС» стабильно демонстрирует высокий уровень соблюдения принципов корпоративного управления, проводя при этом активную работу, направленную на совершенствование системы корпоративного управления и далее намерено и полно решимости наращивать достигнутые успехи и тем самым вносить свой весомый вклад в устойчивое развитие электроэнергетической отрасли Казахстана.

Создатели ChatGPT Сэм и Илья: наше детище будет лечить болезни и изменит Израиль

ВЕСТИ
Израиль по-русски

Сэм Олтмен и Илья Суцкевер выступили на конференции в Тель-Авиве. Среди прочего Илья, репатриант из СССР, рассказал о своем детстве в Израиле



Сэм Олтмен (слева) и Илья Суцкевер (Фото: Авигайль Узи)

Зал Тель-Авивского университета заполнился до отказа, когда на сцену вышли два человека, чье детище сейчас полностью меняет мир. Это Сэм Олтмен (Samuel Altman), один из создателей ChatGPT (чат-бот с искусственным интеллектом) и директор компании OpenAI, а также сооснователь и главный ученый OpenAI Илья Суцкевер, бывший репатриант из СССР, проживавший 10 лет в Израиле. 5 июня Олтмен и Суцкевер приняли участие в конференции в Тель-Авивском университете и ответили на многочисленные вопросы об искусственном интеллекте и связанных с ним проблемах. Суцкевер также коснулся своей связи с Израилем

Илья Суцкеверу 37 лет. "С 5 до 15 лет я жил в Иерусалиме и даже учился в Открытом университете, а потом продолжил обучение в Университете Торонто", - рассказал он.

Родители Суцкевера репатрировались в Израиль из города Горького в 1991 году, а в 2002-м переехали в Канаду. Отец Ильи, Ефим Наумович Суцкевер, - инженер, выпускник физфака Горьковского университета, соавтор изобретений в области электроники.

Илья с ранних лет демонстрировал выдающиеся способности. Сразу после окончания университета он начал работать в сфере искусственного интеллекта. Основанную им компанию по разработке глубоких нейронных

сетей купил Google, и Суцкевер стал сотрудником его исследовательского отдела. В 2015 году он основал компанию OpenAI вместе с Илоном Маском, Сэмом Олтменом и Питером Тилем.

Илья - главный научный сотрудник этой фирмы, автор множества научных публикаций об открытиях в сфере ИИ. За выдающиеся заслуги в этой

области он включен в список 35 самых великих молодых инноваторов мира, составляемый MIT, и избран членом Лондонского королевского общества.

Он рассказал о том, как вместе с Олтменом стал сооснователем компании OpenAI. "Я получил приглашение от Сэма провести время с несколькими классными парнями, включая Илона Маска, - сказал он. - После этого мы решили создать OpenAI".

На конференции в Тель-Авиве Олтмена и Суцкевера спросили о рисках, связанных с использованием технологий ИИ. Речь шла о трех направлениях: изменения на рынке труда, угроза использования искусственного интеллекта во вред людям и, что опаснее всего, превращение систем искусственного интеллекта в самостоятельную сущность, которая может выйти из-под контроля человека.

"Это будет довольно ужасно, если мы потеряем контроль, - ответил Суцкевер на третий вопрос. - Было бы ошибкой создать мощный искусственный интеллект, который невозможно контролировать". Олтмен согласился со своим коллегой.

По поводу изменений на рынке труда и исчезновения нынешних профессий Суцкевер отметил, что "на некоторые виды деятельности искусственный интеллект уже повлиял достаточно серьезно".

"Программисты активно используют ИИ, да и многие люди искусства значительную часть работы делегируют искусственному интеллекту, - сказал он. - Новые рабочие места обязательно появятся, однако неизбежен период экономической неопределенности. Правительству и системе социальной поддержки придется предпринять усилия, чтобы смягчить удар".

По словам Олтмена, "системы ИИ очень помогают в решении разных задач". "В ближайшем будущем они будут еще более продуктивными, - сказал глава OpenAI. - В долгосрочной перспективе многие профессии просто исчезнут, однако возникнут **новые отрасли**, которым будут нужны люди - хотя и с несколько иными навыками".

В качестве примера Олтмен привел разработанную компанией IBM шахматную компьютерную программу Deep Blue, выигравшую в 1997 году матч у чемпиона мира Гарри Каспарова. "Многие думали тогда, что люди

потеряют интерес к шахматам, - сказал Олтмен. - Но произошло обратное - игра стала еще популярнее, а люди стали играть еще лучше".

Еще одним примером такого рода Олтмен считает DALL-E, разработанную его компанией нейронную сеть, генерирующую высококачественные изображения, исходя из текстовых описаний. "DALL-E не создает искусство, - отметил он. - Стремление людей творить никуда не денется. Однако через 100 лет их творения не будут похожи на сегодняшние".

Олтмен подчеркнул, что изменения в сфере занятости будут "медленными и предсказуемыми", и это одна из важнейших задач, стоящая сегодня перед мировыми лидерами. "Главное качество, которое будет необходимо работникам в будущем, - **способность к быстрой адаптации**, - сказал он. - Я не представляю себе мир, в котором люди не будут создавать что-либо для общего блага".

Илья Суцкевер коснулся темы возможного попадания технологий ИИ в руки хакеров. "Скорее всего, он будет использоваться такими людьми", - признал он.

Олтмен также затронул вопрос потенциальных рисков в использовании искусственного интеллекта. "Было бы ошибкой ввести жесткую регуляцию рынка, чтобы замедлить развитие этих невероятных технологий, - сказал глава OpenAI. - Но всем нам следует отдавать себе отчет в том, что в ближайшем десятилетии человечеству потребуются **решать множество проблем, связанных с ИИ**. Если нам удастся сформировать международную систему лицензирования и проверки безопасности новых моделей, это будет шаг в верном направлении, один из способов справиться с потенциальными опасностями".

На вопрос, зачем вообще нужно развивать технологии, чреватые столь значительными рисками, Олтмен ответил, что необходимо найти верный баланс между потребностями и угрозами, поскольку искусственный интеллект может помочь людям решить самые сложные задачи. "Когда спустя многие годы человечество будет обсуждать нашу эпоху, сегодняшние стандарты жизни покажутся ему еще более варварскими, чем то, как мы воспринимаем жизнь людей 500 лет назад, - сказал основатель OpenAI. - Никто не поверит, что мы были такими бедными, больными, что не получали достойное образование. Кроме того, остановить развитие этих инноваций уже невозможно. Нам придется научиться управлять рисками".

По словам Олтмена, государственная регуляция систем искусственного интеллекта "будет более строгой, чем современных социальных платформ в интернете, потому что угроза несоизмеримо выше".

Илья Суцкевер назвал развитие ИИ "новым этапом эволюции человека" и "самым значительным вызовом в истории". "Больше всего меня воодушевляет колоссальный потенциал искусственного интеллекта в **научной сфере**, - сказал Сэм Олтмен. - ИИ поможет совершить открытия, на которые мы сейчас не способны. Мы уже видим начало этого процесса. Если это **поможет вылечить многие болезни**, мир безусловно станет лучше. На мой взгляд, мы недалеко от этого. Искусственный интеллект поможет нам также справиться с климатическими изменениями".

На вопрос, что сделало OpenAI лидером в сфере искусственного интеллекта, Суцкевер ответил двумя словами: "сфокусированность и настойчивость". "Мы всецело сосредоточены на поставленной задаче, - добавил он. - У нас работает много талантливых людей, в компании высокий уровень инновационной культуры. Продвижение технологий искусственного интеллекта зависит прежде всего от веры в идею. Вы должны верить в то, что задумали, и добиваться цели".

Суцкевер также отметил, что роль академических исследований в сфере искусственного интеллекта заметно сократилась в последние годы. "Когда-то новейшие технологии разрабатывались в академической среде, однако сегодня это иначе, поскольку академия не располагает необходимыми вычислительными мощностями", - объяснил он.

Сэм Олтмен поделился услышанной им историей о том, как кто-то использует ChatGPT, придумывая сказки, которые читает детям на ночь. "Удивительно наблюдать за тем, что делают люди, получая в руки новый инструмент, - сказал он. - Мне, например, чат-бот заменил **википедию**".

Замена устаревших оптических мультиплексоров на транспортных промышленных сетях



Андрей КЛИМЕНКО
 Директор ТОО "ADVANTEK SYSTEMS"
Дмитрий ВИТОШНОВ
 руководитель отдела технической поддержки
 ТОО «ADVANTEK SYSTEMS»

В разное время при строительстве сетей управления в энергетике использовался разный подход. Когда-то использовались низкоскоростные каналы, потом по мере роста запросов на объем передаваемой информации и ужесточении требований по быстрдействию стали использоваться SDH сети. Сейчас широко используются сети с пакетной передачей информации. Поэтому при проектировании расширения сети, замене оборудования на каком-нибудь канале связи возникает вопрос, какую технологию использовать? Выполнить решение на том же оборудовании, что уже эксплуатируется в сети, или внедрять что-то новейшее.

Многолетний опыт интеграции в области телекоммуникации показывает, существует два подхода к реализации телекоммуникационных проектов.

1. Внедрение проверенных временем решений, обеспечивающих надежность эксплуатации на срок работы оборудования.

2. Внедрение новейших перспективных технологий, с перспективой развития на долгий срок.

Оба подхода имеют свои достоинства и недостатки.

Внедрение проверенных решений, гарантирует, что внедренное оборудование заработает так как это ждут проектировщики. Во время эксплуатации оборудование не преподнесет никаких сюрпризов в виде скрытых дефектов. Персонал, работающий на объектах уже готов к работе с подобными системами.

Но существует и обратная сто-

рона медали этого решения. Оборудование, которое выпускается уже долгое время, неожиданно может быть снято с производства. И перед эксплуатантами сразу возникает проблема с обеспечением ремонта существующего оборудования. Проектировщики, которые привыкли решать задачу стандартными решениями должны срочно пересматривать уже готовые проекты с оглядкой на изменившиеся условия.

Внедрение перспективных решений, лишено недостатка, что оборудование будет неожиданно снято с производства, но имеет диаметрально противоположные недостатки. Это неготовность эксплуатирующих структур принять такое решение. Проблемы с интеграцией в существующую сеть и многое другое.

И главная головная боль работчика это обеспечить одно-

временную работу старых и новых технологий в одной сети. Компания RAD Data Communications много лет выпускает оборудование способное интегрировать старые и новые технологии и в то же время провести безболезненную замену старого технологического решения на новое.

Один из таких примеров мы рассмотрим в этой статье.

Долгое время большим спросом пользовались оптические мультиплексоры, объединяющие несколько потоков E1 и передающие этот объединенный поток по оптоволокну. Например линейка оборудования Optimum

Компания RAD долгое время выпускала эту линейку оборудования, позволяющая передавать потоки E1 (от 4-х до 16-ти) по оптоволокну на расстояние до 120 км. Пример использования такого мультиплексора показана на рисунке ниже.

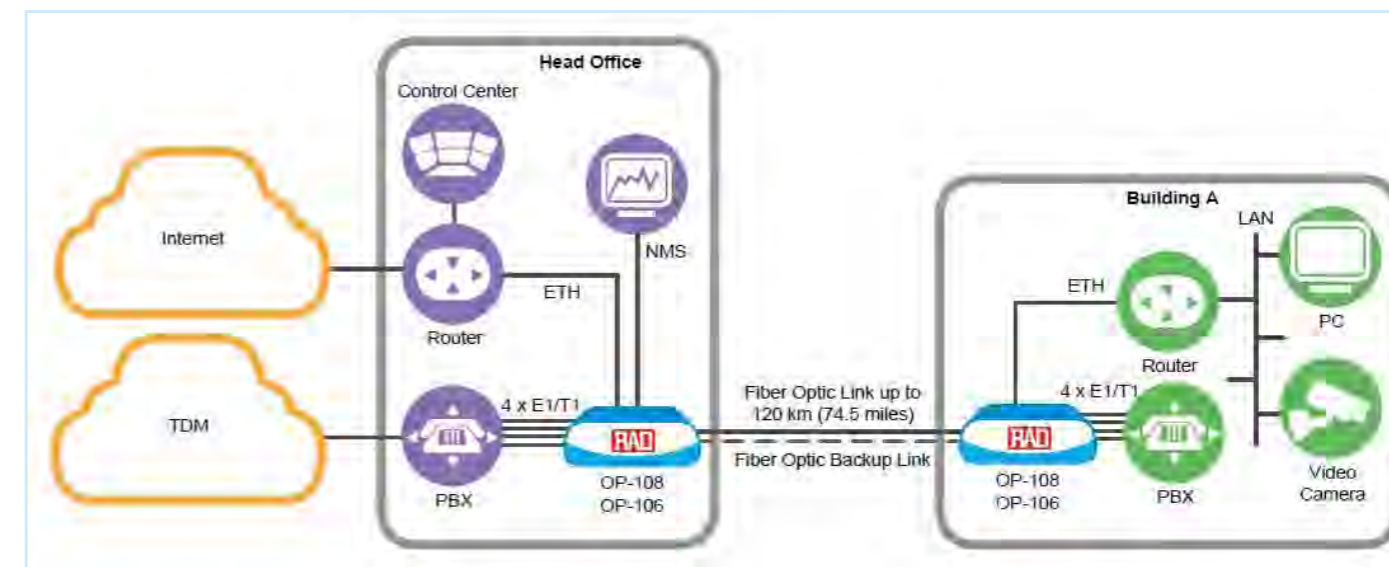


Рис. 1 Использование мультиплексора Optimum для передачи видео, голоса и данных по оптоволокну.

Но время прошло, и это оборудование сняли с производства. Вызвано многими причинами, это и устаревшие компоненты мультиплексоров, и уменьшение количества сетей, использующие потоки E1, и возросшие скорости Ethernet.

И тем не менее, регулярно перед проектировщиками встает задача передать один или несколько потоков на расстояние с использованием оптоволокну. Каким образом это сделать? Рассмотрим несколько решений, которые предлагает компания RAD Data Communications

Решение 1 – Мультиплексор Megaplex -1

Линейка мультиплексоров Megaplex давно известна на рынке Казахстана. В нее входило два основных типа мультиплексоров Megaplex -2, коммутирующий с различных портов ввода в TDM шину емкостью до 4-х потоков E1. И Megaplex-4 позволяющий получить на выходе до 3-х потоков STM-1

В то же время эти же мультиплексоры имеют решение TDMoIP, которое позволяет использовать в качестве несущего канала не потоки E1 или STM, а сеть Ethernet.

Благодаря этому мультиплексоры Megaplex – правильно следует называть «Мультисервисный узел следующего поколения», может работать в любой сети, как в старых SDH, так и новых пакетных.

Поэтому для решения нашей задачи сразу возникает идея взять мультиплексор Megaplex-4 и передать не-

сколько потоков E1 по оптоволокну с использованием в качестве канала STM или Ethernet. Но главный минус этого решения – размеры. Использовать большой мультиплексор в качестве модема, не очень-то хорошая идея.

Поэтому был выпущено устройство под названием Megaplex -1.

Megaplex-1 — это компактный, высоконадежный мультисервисный узел доступа, который передает аналоговый и TDM-трафик, исходящий от устаревших устройств с коммутацией каналов, по сетям с коммутацией пакетов (PSN).

Различные пользователи могут использовать Megaplex-1 в своих решениях, это:

- Пользователи со смешанным Ethernet и TDM услугами
- Пользователи, которым нужен перспективный путь перехода к IP-сетям
- Владельцы объектов, чувствительных к месту установки или климатическим условиям

Способность обрабатывать широкий спектр Ethernet, объединение данных и голосовых услуг в единый

компактный управляемый узел, делает Megaplex-1 идеальным решением доступа для разнообразных сетевых операторов и провайдеров услуг. Он также идеально подходит для коммунальных и транспортных компаний, требующих эффективного способа доставки и предоставляющих несколько, как устаревших и новых услуг связи.

Megaplex-1 обеспечивает широкий спектр сервисов, через различные интерфейсы, такие как:

- Оптоволоконные порты IEEE C37.94 с телезащитой
- Последовательные синхронные/асинхронные порты передачи данных
- Голосовые порты (FXS, E&M)
- Fast Ethernet (10/100BaseT)

Megaplex-1 отличается мощным внутренним Ethernet-коммутатором уровня 2, обеспечивающий порты Ethernet ограничением скорости и классификацией данных на основе VLAN/портов.

Megaplex-1 включает в себя порты Ethernet:

- Два оптоволоконных или медных гигабитных порта сети Ethernet (NNI)



Рис.2 Мультиплексор Megaplex -1

- Один медный пользователь Fast Ethernet (UNI) порт (доступен при некоторых заказах)

- Один медный порт FE для внешнего подключения.

Порты GbE Network (NNI) обеспечивают физическое подключение к пакетной сети. Эти порты обеспечивают Мегаплекс-1 многоскоростным FE/GE интерфейсом для оптических или электрических носителей, и может быть заказан с одним из следующих типов интерфейсов:

- Медные порты 10/100/1000BASE-T. Этот тип портов поддерживает автосогласование, с установленным пользователем скоростью (10, 100 или 1000 Мбит/с) и режим работы (полудуплексный или дуплексный). Порты также поддерживают автоматическое обнаружение полярности и кроссовера, а также коррекцию полярности, для подключения через любой тип кабеля к любому типу порта Ethernet (концентратор или станция). Кроме того, автосогласование может быть отключено и скорость и операционный режим должен быть указан напрямую.

- Розетки SFP для установки. В них устанавливаются подключаемые модули 100/1000BASE-X SFP.

Поддержка стандартного оптического SFP, трансиверы для интерфейсов GbE позволяет выбрать оптимальный интерфейс для каждого приложения. Этот тип портов не поддерживает автосогласование. Но RAD предлагает широкий выбор SFP, для выполнения широкого спектра требований.

Оборудование выпускается с фиксированной конфигурацией. Одна из моделей это

- MP-1/PSR/2GES/4FEU/6S/8E1T1

Главные порты: 2 пустых слота SFP, резервируемые источники питания, Пользовательские порты: 6 последовательных портов, 8 потоков E1

Используя эту модель, можно реализовать нашу задачу, передать 8 потоков E1 по оптоволокну, используя SFP-модуль. Фактически это тот же Optimum, только с более широким набором функций.

Решение 2 – SFP модули MiTOP-E1/T1

MiTOP-E1/T1 — шлюз псевдопроводного (PW) доступа TDM для сетей с коммутацией пакетов. Он выполнен

в корпусе SFP форм-фактора (SFP), и разработан для быстрой и простой вставки в любой 100/1000BaseFx порт Ethernet с разъемом, совместимым с MSA.

MiTOP-E1/T1 — простая и экономичная альтернатива любым внешним автономным шлюзам или конверторам, которое экономит место и энергопотребление.

Порт TDM подключается к любому стандартному устройству E1. MiTOP-E1/T1 прозрачен для всех сигнальных протоколов. Псевдопроводное преобразование между E1 и стороной Ethernet сделано фирменным способом, так что MiTOP-E1/T1 должен работать с другим устройством MiTOP, чтобы конвертировать обратно снова на E1 или вместе с другим устройством агрегации RAD (например, как ETX-5 или IPmux-155).

Шлюз обеспечивает устаревшее решение PSN для передачи E1/T1 или дробные потоки E1/T1 с коммутацией пакетов сети. Устройство преобразует поток данных от своего пользователя E1/T1 портирует в пакеты для передачи по сети. Схема адресации этих пакетов – UDP/IP, MPLS или MEF. Эти пакеты передаются через порт 100/1000BaseFx хост-устройство в пакетную сеть. Удаленный псевдопроводной шлюз преобразует пакеты обратно в трафик TDM.

MiTOP-E1/T1, новаторский шлюз псевдопроводного TDM формата SFP, осуществляет эмуляцию каналов в сети пакетной коммутации для любого пользовательского оборудования со стандартным интерфейсом E1/T1.

MiTOP-E1/T1 поддерживает соединения E1/T1 (TDM) через сети Ethernet (PSN).

Помещенный в корпус SFP (Small Form Factor Pluggable), шлюз MiTOP-E1/T1 разработан для быстрого и простого подключения к любому устройству 100BaseFX Ethernet с соответствующим гнездом SFP. Уникальное устройство идеально подходит для предоставления прозрачных услуг TDM по сетям пакетной коммутации.

Устройство запитывается от оборудования, к которому оно подключено; дополнительного источника питания не требуется. MiTOP-E1/T1 является простой и экономичной альтернативой внешним автономным шлюзам или картам преобразовате-



Рис.3 – SFP модули MiTOP-E1/T1

лей, позволяя экономить место, электропитание и кабели, и упрощая процесс управления.

Недорогой штекер формата SFP представляет собой идеальное решение расширения каналов по сетям пакетной коммутации для операторов и поставщиков услуг связи, а также для корпоративных и кампусных сетей.

Применяются следующие методы эмуляции TDM over Ethernet: CESoPSN, SAToP и TDMoIP. Кроме того, устройство поддерживает протоколы MPLS, MEF 8 и UDP/IP.

MiTOP-E1/T1 содержит большие конфигурируемые буфера дрожания для компенсации вариаций задержки, привносимых сетью Ethernet.

Поддерживаются четыре режима синхронизации: внутренний от местного генератора; от сигнала, поступающего по шлейфу из сети E1/T1; от адаптивного сигнала генератора синхроимпульсов в пакетной сети; от внешнего сигнала синхроимпульсов, поступающего через коннектор SFP.

Устройства MiTOP-E1/T1 поддерживают коды идентификации оборудования MSA (Multisource Agreement). Их можно менять в процессе работы; они оснащены специальным механизмом, облегчающим отсоединение из розетки SFP.

На стороне сети TDM устройство MiTOP-E1/T1 поддерживает структурированный и неструктурированный интерфейсы E1 и T1, оканчивающиеся

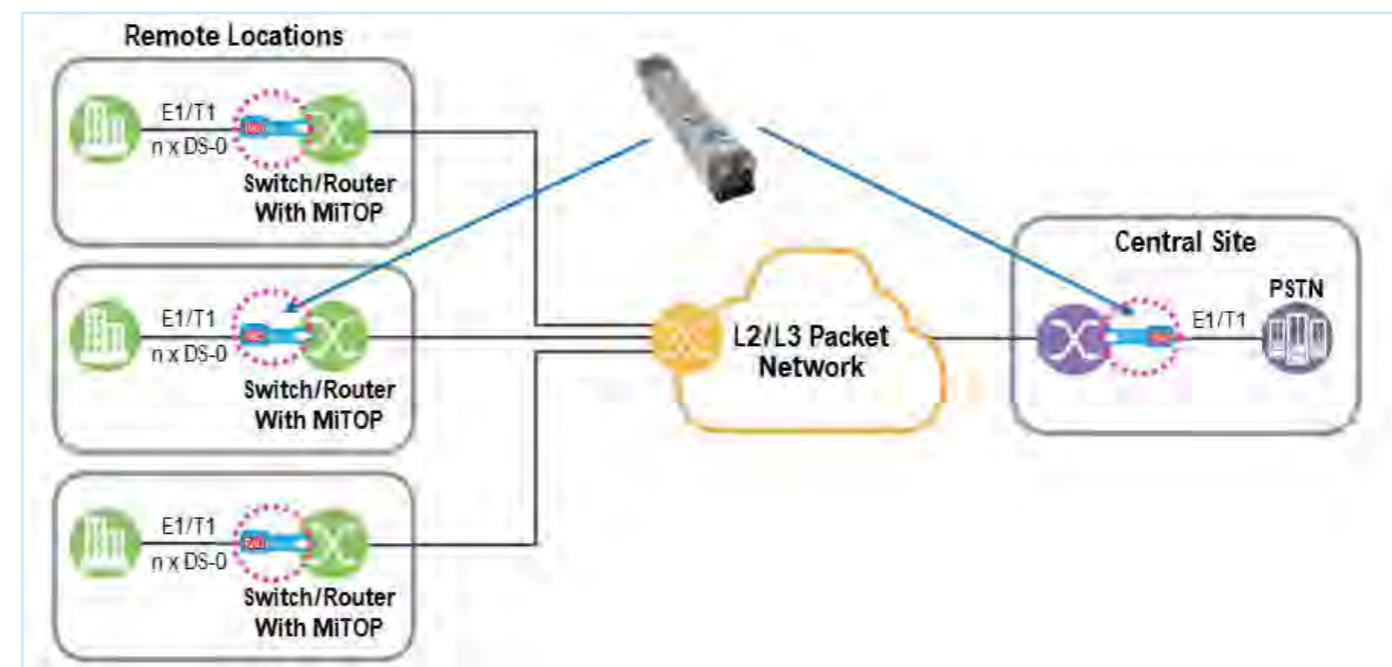


Рис. 4 Использование MiTOP

коннектором RJ-45.

Управление шлюзом может осуществляться внеполосно с помощью I2C и внутриполосно с помощью выделенных кадров Ethernet через веб-интерфейс.

MiTOP-E1/T1 работает с установленными на удаленном оборудовании другими устройствами MiTOP-E1/T1. Кроме того, MiTOP-E1/

T1 может работать с поставляемыми компанией RAD шлюзами TDMoIP IPmux или шлюзами Gmux для центрального узла, или шлюзами с поддержкой стандартного CESoPSN.

На рисунке показано, как использовать MiTOP. Его можно поставить в любое устройство RAD, поддерживающее SFP-модули и предназначенное для передачи данных.

Например – коммутаторы Powerflow-2, промышленные шлюзы Secflow-1v и многое другое.

Для того, чтобы передать полученные пакеты по оптоволокну, надо выбрать второй SFP модуль для передаче по оптике. Основные SFP-модули, которые выпускает RAD следующие:

Модель	Длина волны/тип оптоволокну	Стандарт	Расстояние
SFP-5D	850нм, многомодовый	1000BASE-SX, IEEE802.3	0.55км
SFP-6DH	1310нм, одномодовый	1000BASE-LX10, IEEE802.3	10км
SFP-7DH	1550нм, одномодовый	1000BASE-ZX	80км
SFP-8D	1310нм, одномодовый	1000BASE-EX	40км
SFP-20	1550нм, одномодовый	1000BASE-EZX	120км

Как видим из таблицы, можно подобрать SFP модуль так чтобы покрыть по оптоволокну любое необходимое нам расстояние.

Обобщая все вышесказанное, можно сделать вывод, что несмотря на то, что даже если какой-то вид оборудования снят с производства, то это

не значит, что решить задачу невозможно. Всегда можно изменить схему таким образом, что задача будет решена.



ADVANTEK SYSTEMS – официальный партнер израильской компании RAD в Республике Казахстан с 2010 года.

По всем вопросам обращайтесь к нашим специалистам.

г. Алматы ул. Тайманова 150А, тел. +7(727) 2777700

или пишите на электронную почту sales@as.kz

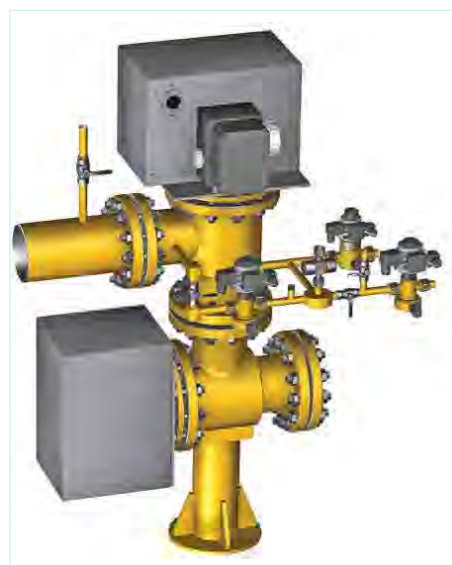
Дроссельная заслонка: проверенный принцип-новое исполнение

Владимир МАРКОВ,
главный конструктор ООО ИК «АМАКС»



Компания «АМАКС» является разработчиком и производителем газового оборудования и современных систем управления, созданных на базе мощной производственно-технической платформы. Профессионализм инженерно-технического состава и технологическая оснащённость предприятий, входящих в группу компаний «АМАКС», позволяют создавать новое оборудование, давать новую жизнь казалось бы устаревшим конструкциям или идеям.

Более, чем за тридцать лет работы на рынке большой и малой энергетики была создана не одна успешно работающая модель арматуры для природного газа и жидкого топлива. Сегодня мы хотим рассказать о всем известном типе регуляторов-дроссельной заслонке, получившей новое исполнение и успешно применяемой при реконструкции систем газоснабжения.



Блок газооборудования АМАКС-БГ

Безусловно, основная задача, которую ставит перед собой АМАКС-это обеспечение стопроцентной безопасности работы на природном газе котлоагрегата любой мощности и с любым количеством горелок.

Решение этой задачи сегодня осуществляется при помощи Бло-

ков газооборудования АМАКС-БГ, которые успешно эксплуатируются уже много лет и обеспечивают безопасность работы паровых и водогрейных котлов на электростанциях и мощных котельных. Новая разработка нашей компании-Мультиблоки АМАКС-МГ также решают вопросы безопасности, но уже для котлов меньшей мощности.

Основу Блоков и Мультиблоков, согласно требованиям Правил, составляют два отсекающих клапана (отсекателя) с системой контроля герметичности, работающей по предопределённому алгоритму.

Тем не менее, наличия двух отсекающих, даже с системой контроля, для плавного безопасного розжига горелки еще недостаточно. Главная проблема здесь кроется в том, что при открытии второго отсекающего газ в горелку подается практически в полном объеме, что не может не вызвать «хлопка» при первоначальном розжиге.

Решение этого вопроса обеспечивается при помощи регулятора,

устанавливаемого после обоих отсекающих и ограничивающего подачу газа на горелку перед розжигом. На роль такого регулятора как нельзя лучше подходит дроссельная заслонка.

Такой тип регулирующих устройств известен довольно давно. Еще с конца 19 века дроссельная заслонка использовалась в автомобилестроении для регулирования подачи топливовоздушной смеси в цилиндры двигателя, и в самом общем случае представляющая собой поворотный диск, установленный в цилиндрической проточной части (корпусе).

Несмотря на свой возраст дроссельные заслонки являются довольно распространенным типом регуляторов, особенно в системах, где требуется недорогое надежное решение. Так, они с успехом применяются в качестве регуляторов в газорегуляторных пунктах (ГРП), на газопроводах котлов или горелок.

Представляется, что снижение интереса к заслонкам в системах



Мультиблок газовый АМАКС-МГ

газоснабжения вызвано отсутствием ее расчетного обоснования, которое должен сделать проектировщик. Несмотря на то, что порядок расчета подробно изложен в соответствующей научно-технической литературе, такие расчеты не всегда выполняются, и проектом предусматривается установка заслонки равного диаметра с газопроводом. В силу того, что проточная часть заслонки представляет собой цилиндр, диаметр которого равен условному проходу заслонки, такой подход вызывает неправильную работу данного типа регуляторов, поворотный диск которых все время находится в почти закрытом положении. Даже незначительный его поворот может вызвать значительное отклонение величины регулируемого параметра, что, как ошибочно считают многие, является конструктивным недостатком заслонок.

Еще одна причина снижения интереса к заслонкам как к регуляторам обуславливается технологией их изготовления, которая на ряде предприятий сохранилась еще с советских времен. С целью снижения стоимости выпускаемые в то время заслонки имели литые корпуса и диски, которые не проходили механическую обработку. При этом, во избежание заклинивания, обеспечивались очень большие зазоры между корпусом и поворотным диском. В результате заслонка, даже находясь в полностью закрытом положении, обеспечивала значительный нерегулируемый пропуск рабочей среды.

Таким образом, отсутствие расчетного обоснования в сочетании с технологией изготовления способствовали тому, что дроссельные заслонки стали настолько непопулярны в системах газоснабжения.

Наша компания, в поисках наиболее приемлемого решения, как по удобству применения, так и по стоимости, решила остановить свой выбор именно на дроссельных заслонках, но при этом исключить те недостатки, которые были им присущи.

В-первых, дроссельные заслонки АМАКС-ЗД(Э), подлежат обязательному расчету. При проведении расчета на основании данных о среде (как правило, это природный газ), располагаемом диапазоне давлений до заслонки и требуемом давлении после нее определяется пропускная способность и выбирается типоразмер заслонки из стандартного ряда. Расчет ведется из условия полностью открытого сечения заслонки. Практически всегда расчетный диаметр оказывается меньше диаметра газопровода, и для установки заслонки требуются переходы.

Таким образом, для правильного подбора заслонки необходим расчет пропускной способности и выбор типоразмера в зависимости от рабочих параметров среды. Только при таком подходе будет обеспечено качественное регулирование при наиболее полном диапазоне хода регулирующего органа (диска). Кстати, именно так и поступают все известные производители регуляторов иного типа.

Во-вторых, при изготовлении заслонки и корпуса, и диск подвергаются механической обработке на токарном станке. Корпус и диск выполняются одного диаметра, но расточка корпуса выполняется с допуском в большую сторону (т.е. для отверстий), а диск-с допуском в меньшую сторону (для вала). Таким образом обеспечиваются:

- минимизация зазора между корпусом и диском;
- свободное (без заеданий) вращение регулирующего диска.

Все это позволяет добиваться наименьших пропусков среды при полностью закрытой заслонке (не более 0,5% от максимального расхода).

Такой подход обеспечивает наиболее полное и качественное регулирование расхода рабочей среды во всем диапазоне хода регулирующего органа (диска).

Компанией АМАКС выпускаются три вида заслонок:

- для ГРП;
- для котлоагрегатов;
- для горелок.

Остановимся подробнее на каждом виде.

Работа заслонок для ГРП характеризуются высоким давлением среды и значительным перепадом давления, возникающим на диске во время работы заслонки. Поэтому эти заслонки наиболее мощные и прочные, рассчитанные на номинальное давление PN 1,6 МПа и на перепад 1,1 МПа. Диск заслонки усилен втулкой и ребрами жесткости, достаточными, чтобы выдержать такие параметры. Заслонка оснащается встроенным электроприводом во взрывозащищенном исполнении (т.к. ГРП-это помещение категории А), также рассчитанным на работу с таким перепадом давления. В случае необходимости заслонка может быть оснащена рычагом для сочленения с отдельно стоящим электроприводом при помощи тяги.

Заслонки для котлоагрегатов рассчитаны уже не на такие высокие параметры, как заслонки для ГРП. Поскольку давление газа перед котлом редко превышает 0,2 МПа, то и сама заслонка рассчитывается именно на такой перепад. Для обеспечения механической прочности эти заслонки уже не требуют усиливающих втулок или ребер жесткости. Диск заслонки устанавливается в опорных цапфах и при полностью открытом положении практически не перекрывает проходное сечение проточной части. Эти заслонки также оснащаются встроенными электроприводами (но уже в общепромышленном исполнении), обеспечивающими требуемое усилие на валу (крутящий момент). Кроме того, заслонка может быть оснащена рычагом для соединения с отдельно стоящим приводом.

Тел. +7 (495) 980-55-44

многоканальный

www.amaks.ru,

<https://amaks.store/>

E-mail: info@amaks.ru,

contact@amaks.ru

ВСЕ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Новый стандарт промышленных приборов учета

РАЗРАБОТАНО
И ПРОИЗВЕДЕНО
В РОССИИ



Заслонка дроссельная для с электроприводом АМАКС-ЗДЭ

Заслонка дроссельная с ручным управлением АМАКС-ЗД

Заслонки для газогорелочных устройств рассчитаны на еще меньший перепад, равный 0,1 МПа.

Поскольку традиционно регулирование нагрузки котла осуществляется общекотловым регулятором (заслонкой с перепадом 0,2 МПа), то горелочная заслонка предназначена, в первую очередь, для плавного и безопасного розжига горелки. Но, при необходимости, она может осуществлять и регулирование нагрузки «своей» горелки. Как и остальные, этот типа заслонок оснащается встроенным электроприводом или рычагом.

Как же происходит розжиг с использованием заслонки? После того, как проведен контроль герметичности газовой арматуры горелки (блока газооборудования или мультиблока) и разожжен запальник, открывается подача газа в горелку при закрытой горелочной заслонке. В силу своего малого нерегулируемого пропуска заслонка обеспечивает пропуск лишь небольшого количества газа, достаточного для воспламенения горелки. После появления факела происходит открытие заслонки горелки

до требуемого положения.

Существует еще одно важное отличие заслонки горелки (перепад 0,1 МПа) от остальных заслонок, выпускаемых компанией АМАКС. Сочленение горелочной заслонки с электроприводом осуществляется при помощи особым образом установленной тяги, в то время как соединение с приводом остальных заслонок осуществляется «вал в вал» при помощи муфты. Именно сочленение через тягу позволяет обеспечить очень плавное изменение расхода газа в первоначальное время работы горелки.

Прецедент создания заслонок для газогорелочных устройств позволяет говорить о том, что заслонка может быть сконструирована под определенные цели и задачи.

Можно также упомянуть и об эксперименте, проведенном с целью обеспечить более линейную характеристику регулирования заслонок. Не секрет, что выравнивание расходной характеристики упрощает создание автоматических регуляторов и в ряде случаев является предпочтительным. С этой целью была предприня-

та попытка изменить конфигурацию проточной части корпуса. Данный опыт не имел успеха, поскольку происходило резкое нарастание расхода, но он показывает, что потенциал заслонок далеко не исчерпан.

Подводя итог можно сказать, что дроссельные заслонки имеют как достоинства, так и недостатки.

К недостаткам можно отнести нелинейную расходную характеристику, которая с трудом поддается выпрямлению.

К достоинствам относятся простота изготовления, невысокая стоимость и, при грамотном подходе, полная приемлемость для всех технологических процессов, связанных с подачей природного газа к газоиспользующим установкам.

Тел. +7 (495) 980-55-44

МНОГОКАНАЛЬНЫЙ

www.amaks.ru,

<https://amaks.store/>

E-mail: info@amaks.ru,

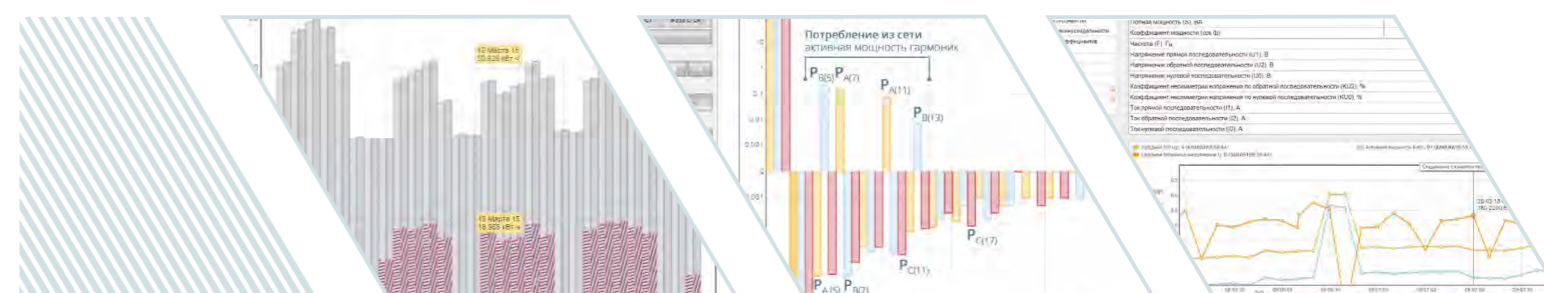
contact@amaks.ru



КОММЕРЧЕСКИЙ СЧЕТЧИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

ИЗМЕРИТЕЛЬ И АНАЛИЗАТОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

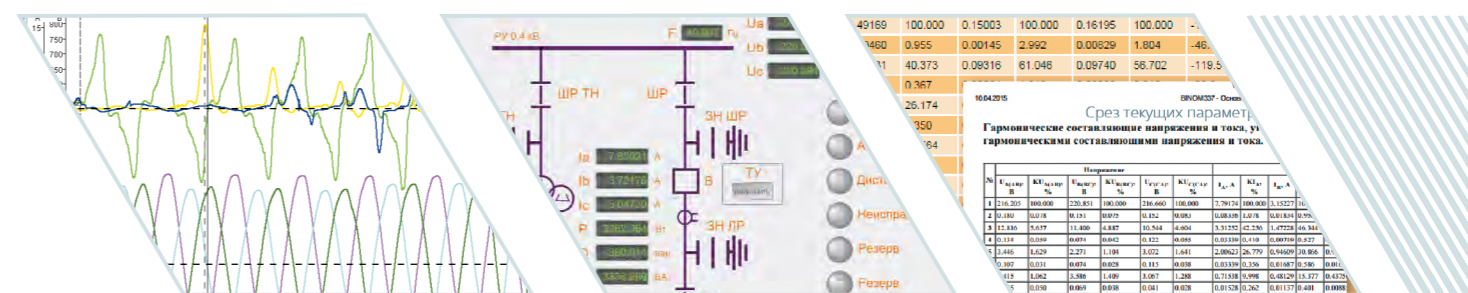
ВЫСОКОТОЧНЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ



ОСЦИЛЛОГРАФИЧЕСКИЙ РЕГИСТРАТОР АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ

КОНТРОЛЛЕР ТЕЛЕМЕХАНИКИ

АСУ ТП ПРИСОЕДИНЕНИЯ В ОДНОМ ПРИБОРЕ



Российские датчики тока и напряжения для рынка Казахстана

Олег БОЛОТИН, старший научный сотрудник,
 Николай ГРЕБЕНЩИКОВ, генеральный директор ООО "НПО "Горизонт плюс",
 Григорий ПОРТНОЙ, кандидат технических наук,
 Константин РАЗУМОВСКИЙ, ведущий инженер,
 Олег ЯЦЕНКО, инженер-конструктор.
 sensor@gorizont-plus.ru

В широкой линейке датчиков тока и напряжения НПО «Горизонт Плюс» появились новые модели, назначение которых – заменить аналогичную продукцию зарубежных компаний. В статье представлены как уже выпущенные на рынок модели датчиков, так и находящиеся в стадии запуска в серийное производство.

ООО «НПО «Горизонт Плюс», г. Истра, Московская обл.

Уход с рынка иностранных поставщиков не просто освобождает место российским производителям, но требует от них максимально увеличить выпуск недостающей продукции. Компания НПО «Горизонт Плюс», разработчик и изготовитель оборудования для измерения параметров электрических сетей, активно работает над запуском в серию новых датчиков тока и напряжения, датчиков мощности для замены продукции иностранных фирм / 1 /.

Некоторые из этих датчиков уже запущены в производство и поставляются потребителям. Некоторые модели датчиков пока только находятся в разработке: имея на руках габаритные чертежи, специалисты НПО «Горизонт Плюс» должны разработать и изготовить пресс-формы для производства специальных корпусов датчиков, откорректировать технологическую и конструкторскую документацию. Ведь выпуск новых датчиков требует оперативного изготовления новой технологической оснастки, дорогостоящих пресс-форм, которые позволяют тиражировать в нужном количестве корпуса, втулки, контейнеры, планки и другие элементы, без которых невозможно серийное производство приборов.

Ниже представлены новые модели приборов НПО «Горизонт Плюс»,

как уже выпущенные на рынок, так и находящиеся в стадии подготовки к серийному производству.

Измерительные преобразователи напряжения линейки ПИН-xxx-УА являются универсальными, то есть служат для измерения как постоянного, так и переменного напряжения. Измерительный диапазон у них весьма широк, однако еще год назад он не превышал 0...3000 В. В этом году компания увеличила диапазон вдвое, выпустив две новые серии: ПИН-xxx-УА-Б М и ПИН-xxx-УА-БР-М (подробности на сайте gorizont-plus.ru).

Серия ПИН-xxx-УА-Б М включает в себя модели на четыре диапазона, в том числе на 0...5000 В с пробивным напряжением 13 кВ.

Модели серии ПИН-xxx-УА-БР-М представляют шесть диапазонов: от 0...1000 В до 0...6000 В с пробивным напряжением до 13 кВ. По заказу возможно изготовление датчиков с расширенным диапазоном рабочих температур, а кроме того, возможна поставка моделей с питанием от однополярного источника (обычно датчики питаются от двухполярного источника +\ -15В или +\ -24В).

Одна из моделей данной серии представлена на рис. 1. Отметим, что это общий вид датчика напряжения, при этом нагрузочный резистор размещен снаружи прибора. Если же резистор помещен внутрь корпуса датчика, то последний снабжается специальным радиатором для улучшения теплоотвода.



Рис. 1 Измерительный преобразователь напряжения ПИН 6000 УА-БР-М

Еще одна новая линейка серии ПИН – **миниатюрный датчик напряжения ПИН-УА-П30x30** (рис. 2) с измерительными диапазонами от 0...50 В до 0...500 В. Благодаря минимальным габаритам (33 × 33 × 22 мм) и массе (50 г) датчик можно монтировать на печатную плату, для чего имеются специальные выводы на корпусе. В датчике обеспечена гальваническая развязка входных и выходных каналов. Частота преобразуемой силы тока 0–5000 Гц.

Измерительные преобразователи силы тока линейки ПИТ-xxx-УА тоже являются универсальными, то есть могут измерять как постоянные, так и переменные токи. Выпускаются и с двухполярным, и с однополярным питанием.

Новый датчик ПИТ-4000-УА-Б40/К-Ш рассчитан на большие токи, вплоть до 4000 А. Коэффициент трансформации датчика 1 : 3000, 4000, 5000. Выводы датчика в виде шпилек или разъема.

Миниатюрный датчик силы тока ПИТ-xxx-УА-П15 (рис. 3) предназначен для измерения постоянных, переменных и импульсных токов. Его диаметр под токовую шину составляет 15 мм, у него минимальное энергопотребление и масса 35 г, что позволяет использовать его в различных изделиях микроэлектроники. Датчик легко монтируется на печатную плату. В конструкции датчика используется магниточувствительный датчик Холла, встроенный в кольцевой магнитопровод и исполняющий роль нуля-индикатора.

Указанный датчик измеряет токи не более 150А. Для расширения диапазона измеряемых токов был разработан преобразователь измерительного тока ПИТ-УА (-У...; -4/20...)- Б20 с диапазоном до 400 Ампер (рис 4). В конструкции этого датчика, при сохранении малых размеров, увеличен до 20мм диаметр отверстия под токовую шину, что позволяет использовать шину с наконечником. Малые размеры и конструкция датчика позволяют крепить его на печатной плате любого устройства



Рис. 2. Измерительный преобразователь напряжения ПИН-УА-П30x30

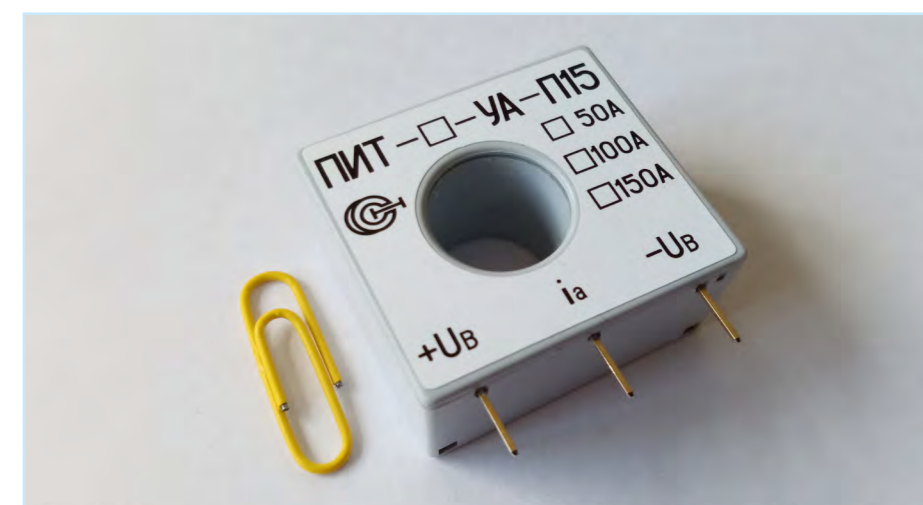


Рис. 3. Измерительный преобразователь силы тока ПИТ-xxx-УА-П15



Рис 4 Модернизированный преобразователь силы тока с увеличенным до 20 мм диаметром отверстия под токовую шину и диапазоном измерений до 400А

Разъемные преобразователи для контроля тока без разрыва токовой цепи.

Разъемные преобразователи незаменимы, когда условия производства диктуют необходимость из-

мерения тока без разрыва токовой цепи. В этом случае преобразователи надеваются непосредственно на токовую шину, что не требует остановки производства. Подробно вся линейка разъемных датчиков

производства ООО «НПО «Горизонт Плюс» представлена в работах /2, 3 /. Особой популярностью пользуется преобразователь КТ-1000-В для измерения тока до 1000А, изготовленный в виде токовых клещей (рис.5а).

Разъемные клещи внесены в Реестр средств измерения республики Казахстан и давно с успехом применяются специалистами этой республики. Однако, клещи КТ-1000-В предназначены для из-

мерения тока на высоковольтных шинах с напряжением до 10 000В. Это, безусловно, сужает область их применения.

Указанные недостатки токовых клещей устранены в новом, недавно разработанном, преобразователе тока

ПИТ-***-ТР-4/20-Б50 (рис.5б). Расширенный диапазон измерений позволяет измерять токи до 1500А, при этом диаметр отверстия под токовую шину увеличен до 50 мм.

В разработке фирмы в настоящее время находятся такие новые модели, как ПИН 500 УА-Б1 М – датчик напряжений до 500 В; датчик тока ПИТ 4000 УА-Б60 Ш с большим, до 60 мм, отверстием под токовую шину.

Сегодня НПО «Горизонт Плюс» продолжает активно работать над насыщением энергетического рынка измерительным оборудованием для широкого спектра применений.



Литература

1. Болотин О.А., Портной Г.Я. Применение датчиков измерения тока и напряжения для решения инженерных задач. Журнал «Компоненты и технологии», 2016г, № 1.
2. Болотин О. А., Портной Г.Я. и др. Разъемные датчики тока- актуальный сегмент на рынке датчиков. Журнал «Компоненты и технологии», 2014г, № 1.
3. Портной Г.Я. Разъемные датчики измерения тока под плоскую и круглую шины. Журнал «Электронные компоненты», 2015г, № 9

ООО «НПО «Горизонт Плюс»
sensor@gorizont-plus.ru
+7 929 924 87 89

Рис 5 Высоковольтные токовые клещи КТ-1000-В (а) и разъемный преобразователь тока ПИТ-***-ТР-4/20-Б50 с диапазоном измерений до 1500А и диаметром отверстия под токовую шину до 50 мм

УСТРОЙСТВО СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ



ВЕКТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ СОГЛАСНО СТАНДАРТУ IEEE C37.118.1 ОТКРЫВАЮТ НОВУЮ ЭРУ ИЗМЕРЕНИЙ И КОНТРОЛЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Дополнительные функции УСВИ



ХАРАКТЕРИСТИКИ

- + Анализатор КЭ (отчеты по ГОСТ)
- + Регистратор аварийных событий
- + Расчет расстояния до точки КЗ
- + Устройство векторных измерений
- + МЭК 61850
- + Связь
 - + IEEE C37.118.2
 - + МЭК 61850
- + Синхронизация времени:
 - + PTP
 - + IRIG-B



Обеспечивая ровный ход жизни на долгие годы вперед

Преемственный опыт в науке о полимерах. Инновационный подход. Сотни патентов.

Саморегулируемые греющие кабели Raychem обеспечивают высокий уровень безопасности во взрывоопасных средах и являются лучшим, а иногда и единственно возможным решением электрообогрева в энергетической и нефтехимической промышленности. Технология саморегулирования остается наиболее универсальным вариантом обогрева, поддержания температуры и защиты от замерзания для различных проектов, в том числе для коммерческих, жилых и инфраструктурных объектов. Узнайте больше на RAYCHEM.nVent.com



Безопасная и эффективная работа системы

- ✓ Нет риска перегрева
- ✓ Равномерная температура в трубопроводе и сохранение электроэнергии до 95%
- ✓ Инновационные материалы и технология сращивания обеспечивают превосходные механические, термические и химические характеристики



Простота проектирования и монтажа

- ✓ Максимальная безопасность во взрывоопасных зонах
- ✓ Неоднократный перехлест без выгорания матрицы
- ✓ Интегрированные соединительные наборы сокращают время монтажа на площадке



Надежность и долговечность

- ✓ Нагревательный элемент nVent Raychem
- ✓ 10 лет гарантии качества на все системы nVent Raychem
- ✓ Расчетный срок службы греющих кабелей - 20 лет и более

ТОО "нВент Термал КЗ", Казахстан, 060005, г. Атырау, ул. Смагулова 4А | +7(7122)31 67 70 | saleskz@nVent.com

CONNECT AND PROTECT

nVent.com/RAYCHEM



©2022 nVent. All nVent marks and logos are owned or licensed by nVent Services GmbH or its affiliates. All other trademarks are the property of their respective owners. nVent reserves the right to change specifications without notice.

RAYCHEM-FDY-H88251-50yearsAdvertA4-EN-2207

Универсальное объемно-активное заземляющее устройство «UGS»

ИННОВАЦИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ

Universal Grounding System

Производственная компания «UGS» предлагает инновационную продукцию казахстанского производства Универсальное объемно-активное заземляющее устройство «UGS» в комплекте с активной молниезащитой, призванное обезопасить людей, электроустановки, дома и сооружения от эксцессов техногенного и природного (молнии, пожары) характера и обеспечивать бесперебойную работу вашего электрооборудования на производстве, дома и в офисе.

Мы там, где энергия.

www.ugs.tomas.kz | Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22, Технопарк КазНТУ
 тел.: +7-705-111-66-68, +7-707-109-99-74, +7-775-340-40-41
www.shirtec.kz | e-mail: molniezashita.i.zazemlenie@mail.ru, schirtec.kz@gmail.com

Практическое применение виброакустического сканирования и диагностики РПН

К. ЭНГЕЛЕН* (OMICRON electronics, Германия),
Я. ХЕММЕРЛЕ (OMICRON electronics, Австрия),
К. ПЛАТ (OMICRON electronics, Германия),
М. ФОАТА (Maschinenfabrik Reinhausen, Германия),
М. ВОЛЬФРАМ (Maschinenfabrik Reinhausen, Германия),
А. САВЕЛЬЕВ (Maschinenfabrik Reinhausen, Германия).



Регулятор напряжения под нагрузкой (РПН) силового трансформатора играет важную роль в поддержке стабильного уровня напряжения в электрической сети. РПН — это механический переключатель, предназначенный для регулирования напряжения без перерыва нагрузки. Он регулирует коэффициент трансформации путем изменения числа витков обмотки трансформатора. Из-за постоянных механических и температурных воздействий, возникающих в ходе переключения тока нагрузки, компоненты РПН (например, контакты и привод) подвержены быстрому изнашиванию.

В этой статье рассматриваются возможности одновременного использования динамических измерений сопротивления (DRM) и виброакустических измерений (ВАИ) для диагностики РПН, а также преимущества данного подхода. Динамические измерения сопротивления направлены на проверку электрических характеристик в процессе переключения. Они позволяют инженеру-испытателю оценить время переключения и обеспечить непрерывную подачу тока при переключении. В свою очередь, виброакустические измерения позволяют измерить вибрации, которые возникают во время коммутационных операций. Для проведения испытания используются датчики ускорения, временно установленные на баке трансформатора.

Метод ВАИ позволяет выполнять измерения на трансформаторе под напряжением и получать важные сведения о состоянии РПН без его отключения. Записывая вибрации и сравнивая их с контрольными данными, можно выявлять механические неисправности в РПН и отслеживать их развитие. Поскольку измерения ВАИ не требуют отключения оборудования, их можно выполнять во время регулярных проверок, то есть между плановыми процедурами техобслуживания. Эти регулярные испытания предоставляют информацию о текущем состоянии РПН и имеют неоценимое значение для определения приоритетности задач обслуживания. Комбинируя комплементарные методы DRM и ВАИ, можно получить дополнительные сведения о последовательности переключения и устранить отдельные «слепые зоны», возникающие при диагностике. В данной статье подчеркивается эффективность объединения методов DRM и ВАИ, а также описываются особенности такого подхода с помощью сравнения результатов измерений на двух аналогичных устройствах.

Ключевые слова: Виброакустическое измерение, регулятор напряжения под нагрузкой, оценка состояния

1. Введение

Регулятор напряжения под нагрузкой (РПН) играет ключевую роль в поддержании стабильного уровня напряжения в электрической сети. С помощью РПН можно регулировать коэффициент трансформации по соотношению витков трансформатора под нагрузкой, чтобы учитывать

колебания напряжения. Такое механическое переключение приводит к нагреву и горению дуги внутри РПН. В связи с этим различные компоненты устройства подвергаются более быстрому изнашиванию. Разработка усовершенствованных средств диагностики способствует выполнению более точного анализа

и достоверной оценки состояния РПН.

В описанном далее примере рассматривается оценка состояния устройства, выполненная с помощью комбинированного метода, который объединяет динамические измерения сопротивления (DRM) и виброакустические измерения (ВАИ).

Тогда как DRM направлены на оценку электрических характеристик при переключении тока нагрузки, ВАИ используются для измерения вибраций РПН во время переключения. Для оценки результатов ВАИ полученные значения сравниваются с референсными показателями этого РПН или аналогичных устройств. Такой подход позволяет устранить некоторые «слепые зоны», возникающие при диагностике с помощью отдельных методов, и помогает выполнить комплексную оценку РПН.

2. Схема измерительной установки

В результате горения дуги и механических движений в процессе переключения РПН возникают вибрации в широком диапазоне частот. Метод ВАИ позволяет анализировать и сравнивать эти вибрации с референсными данными, а также оценивать механическое состояние переключателя ответвлений. Измерительная система дискретизирует сигналы на частоте 250 кГц, используя при этом встроенные электронные пьезоэлектрические (ПЕРЕ) датчики ускорения. Таким образом, появляется возможность выполнить неинвазивное измерение в трансформаторе. Сделать это можно в любой момент, даже во время работы трансформатора.

При выполнении ВАИ в силовом трансформаторе, отключенном от сети, датчики размещаются либо на стенке бака трансформатора, либо на крышке РПН. Последний вариант обеспечивает наилучшее соотношение «сигнал/шум». Кроме того, возможно объединение виброакустических измерений

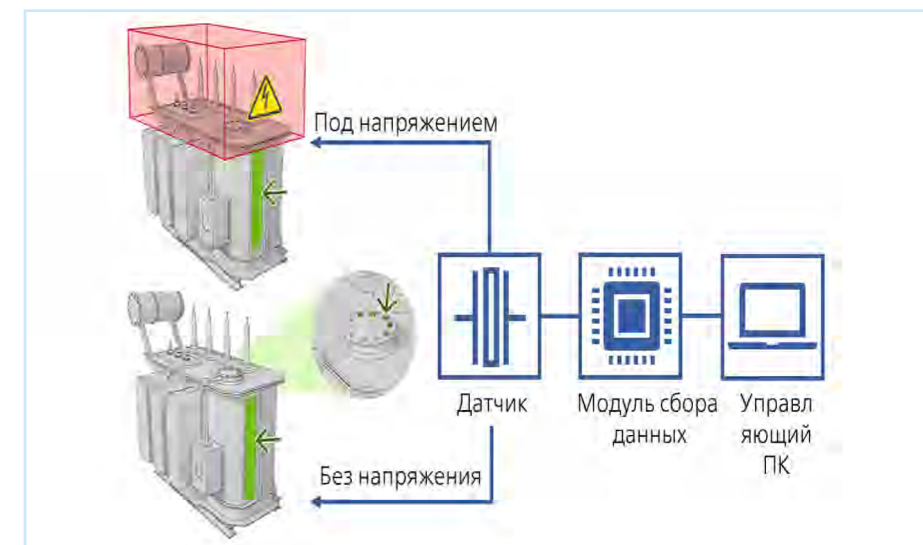


Рис. 1. Схема подключения виброакустических датчиков и устройства сбора данных для выполнения измерений в режиме реального времени и в автономном режиме

с динамическими измерениями сопротивления (DRM). Таким образом можно получить дополнительные сведения о времени работы РПН, износе контактов и горении дуги. Переключение РПН запускается либо с помощью команды переключения испытательного устройства, либо после начала записи показателей тока двигателя, если такая опция доступна. Испытательный комплект автоматически записывает данные ВАИ и DRM для выбранных положений ответвлений. Можно выбрать либо весь диапазон ответвлений, либо подмножество, представляющее наиболее распространенные положения, например «вверх/вниз» и «четные/нечетные». Это зависит от цели измерения. Получить доступ к крышке бака трансформатора, подключенного к сети, невозможно, поэтому датчик следует размещать в рабочей зоне, например, на стенке бака трансформатора. В обоих случаях также записываются показатели тока двигателя системы привода РПН.

Зеленым цветом отмечены рекомендуемые места установки датчиков ускорения. Не более

трех датчиков можно закрепить на стенке бака трансформатора с помощью магнитов либо на верхней части крышки РПН с помощью винтовых переходников. Для оценки состояния РПН требуется только одна кривая ВАИ. Однако использование нескольких датчиков может быть более полезным, если необходимо сравнить качество сигнала в разных положениях. Кроме того, для получения более качественного сигнала один датчик можно разместить на крышке РПН во время измерений в автономном режиме.

Второй датчик, в свою очередь, можно закрепить на стенке бака трансформатора в качестве эталона для будущих измерений в режиме реального времени. Магнитные переходники обеспечивают большую гибкость процесса, тогда как винтовые переходники гарантируют максимально надежное соединение и лучшее качество сигнала. Их можно разместить на баке трансформатора в любом подходящем месте. Помимо этого, при работе с монтажными магнитами рекомендуется использовать смазку на силиконовой основе с целью

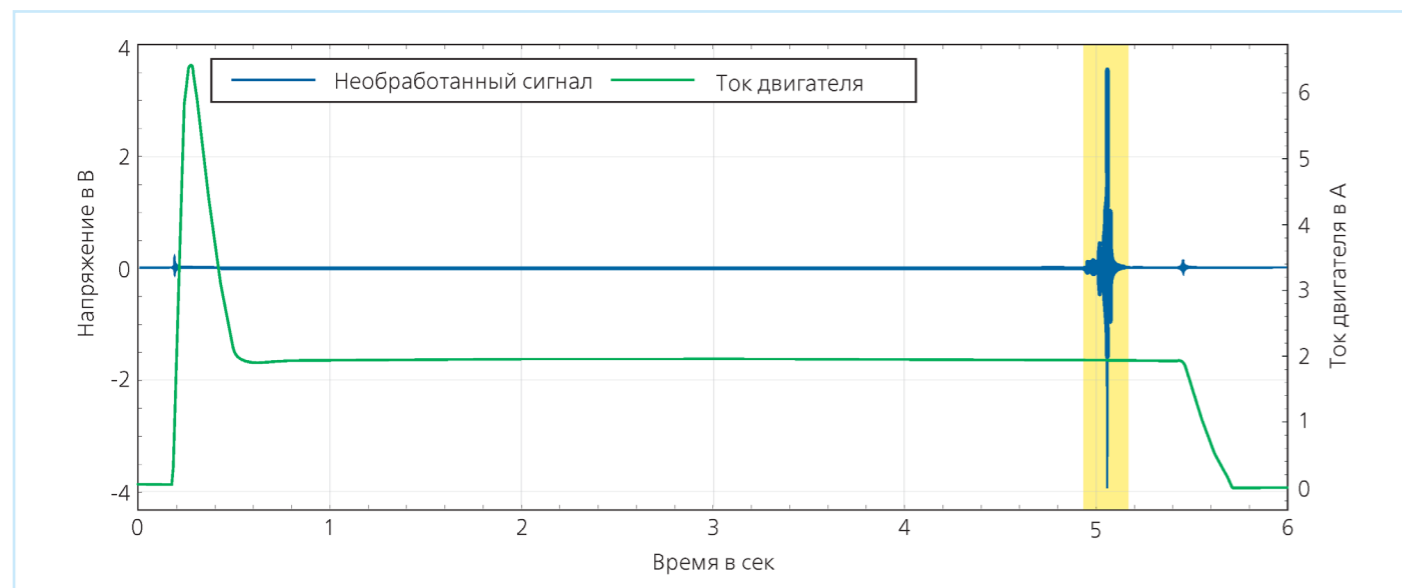


Рис. 2. Необработанный сигнал датчика (синий) и ток двигателя (зеленый), выделен момент срабатывания дивертерного переключателя примерно на 5-й секунде (заштриховано)

улучшения сигнальной связи [1]. Расположение датчика играет крайне важную роль, так как от него зависит качество получаемых данных. Рекомендуется размещать датчик как можно ближе к РПН, но в то же время на максимально возможном расстоянии от других источников акустических помех, например приводов двигателя, насосов или вентиляторов трансформатора. Положения датчиков необходимо задокументировать, желательно также сделать фотографии для дальнейшего воспроизведения результатов.

В описанном далее примере подробно рассматривается процесс постобработки необработанного сигнала, а также оценки

полученных результатов.

3. Анализ данных ВАИ

Запись сигнала охватывает весь процесс переключения ответвлений от начала работы двигателя до ее завершения [2]. Наиболее сильный сигнал можно получить во время работы дивертерного переключателя. На рис. 2 показана типичная форма необработанного сигнала РПН с дивертерным переключателем, а также запись тока двигателя.

В данном случае необработанный сигнал (синий) отображает момент запуска и остановки двигателя, а также срабатывание дивертерного переключателя (выделенная область). Одновременно выполняется запись показателя тока двигателя, которая

показана зеленым цветом.

Как уже упоминалось ранее, процедура оценки основана на сравнении с референсными данными. С этой целью выполняется дополнительная обработка сигнала, которая облегчает визуальное сравнение и делает результаты более устойчивыми к внешним помехам.

Частотно-временная диаграмма

На первом этапе постобработки проводится частотно-временной анализ. Для этого к необработанным данным применяется непрерывное преобразование элементарных волн [3]. Сигнал датчика отображается как во временной, так и в частотной области, как показано на те-

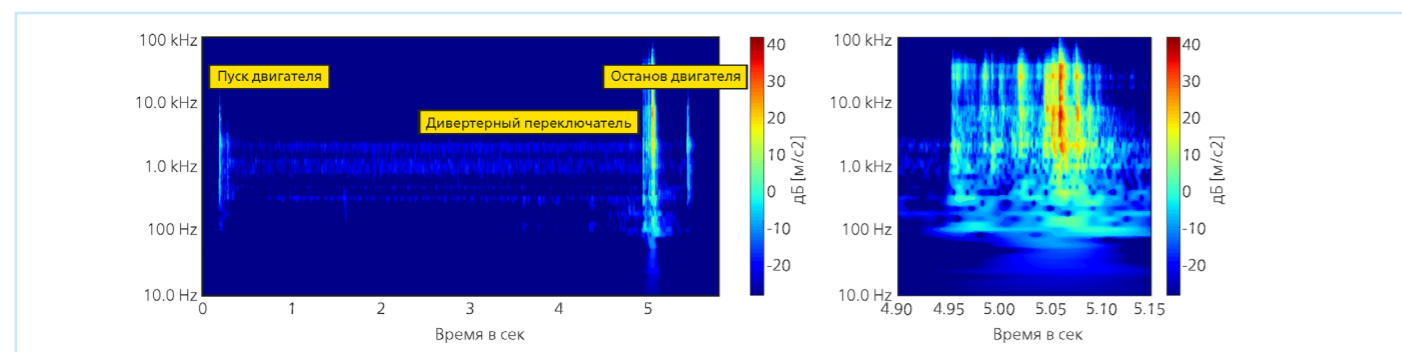


Рис. 3. Диаграмма частоты в динамике, отображающая запуск и остановку двигателя и срабатывание дивертерного переключателя (слева), а также подробное представление работы дивертерного переключателя (справа)

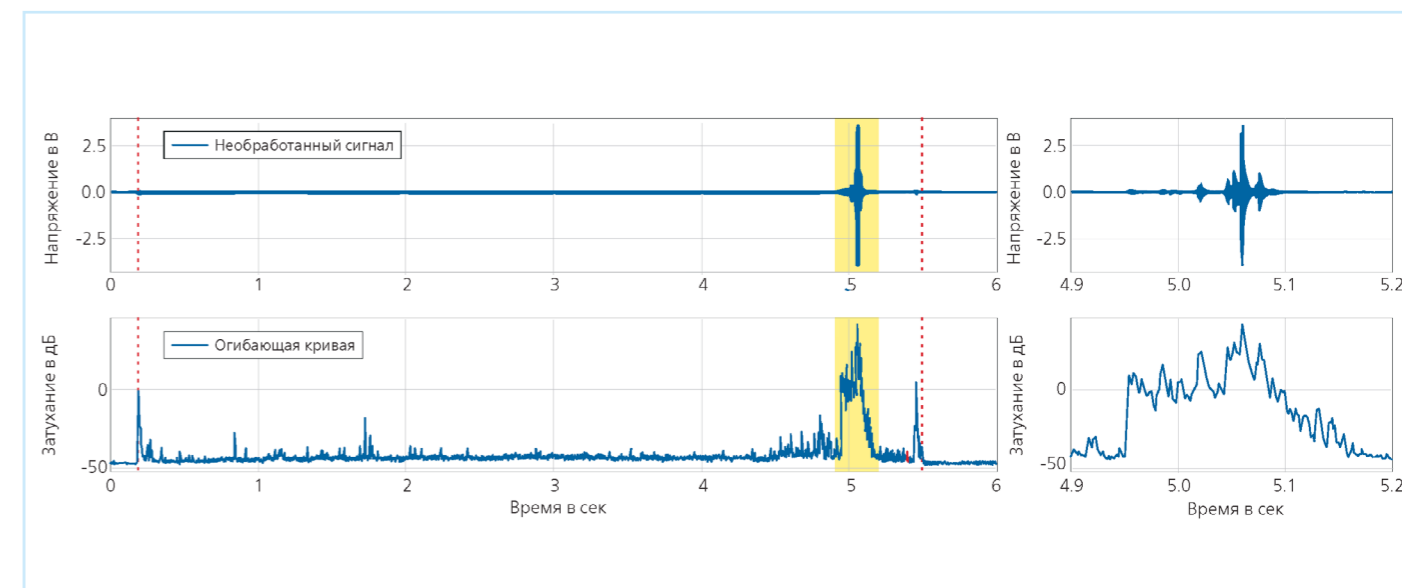


Рис. 4. Вверху: необработанный сигнал, возникший во время работы РПН (слева), и подробное представление работы дивертерного переключателя (справа). Внизу: соответствующая огибающая кривая

пловой диаграмме (диаграмме частоты в динамике) на рис. 3.

На оси X отображается время измерения в секундах, а на оси Y — диапазон частот от 10 Гц до 100 кГц. С помощью цветовой маркировки показан уровень сигнала в децибелах, отнесенный к значению отдельных частотных компонентов (в м/с²). Такое представление позволяет определить основные события переключения, например запуск и остановку системы привода, а также работу селектора ответвлений и дивертерного переключателя. Кроме того, с помощью диаграммы частоты в динамике можно с легкостью определить некоторые отклонения, например вибрации, возникающие вследствие работы насосов или вентиляторов, а также некоторые виды помех ЭМС. Такие отклонения не всегда угрожают работе РПН, однако могут затруднить дальнейшую оценку данных. Выполняя измерения в режиме реального времени, также можно уловить вибрации сердечника трансформатора. В целом, диаграмма частоты в динамике является эффективным показателем, который можно ис-

пользовать для оценки качества данных записи сигнала. Однако для дальнейшего анализа используется так называемая огибающая кривая.

Огибающая кривая

Помимо диаграммы частоты в динамике, формируется огибающая кривая путем интегрирования в типичном диапазоне частот от 10 до 100 кГц и последующей фильтрации Гаусса. Полученная кривая отражает энергию необработанного сигнала в заданном диапазоне частот. Ее можно использовать для сравнения эталонных данных, например заводских контрольных показателей или данных с аналогичных устройств [4]. На рис. 4 показан необработанный сигнал датчика и соответствующая ему огибающая кривая (в дБ) по времени.

Рис. 4. Вверху: необработанный сигнал, возникший во время работы РПН (слева), и подробное представление работы дивертерного переключателя (справа). Внизу: соответствующая огибающая кривая

Как и необработанный сигнал, огибающая кривая отражает основные события переключе-

ния, такие как запуск и останов двигателя, перемещение селектора ответвлений и работа дивертерного переключателя. На рис. 4 показано подробное представление работы дивертерного переключателя (выделенная область). Следует обратить внимание на смещение пиков, а также (в меньшей степени) на изменения амплитуды между эталонной и фактической огибающей кривой, чтобы определить возможные механические изменения РПН. На затухание сигнала может повлиять расположение датчика и другие внешние факторы, например, температура масла. Однако результаты анализа времени переключения, полученные на основе огибающей кривой, более устойчивы к подобным внешним воздействиям, что делает данный метод более подходящим для использования в сравнениях.

Объединение методов ВАИ и DRM

Хотя с помощью методики ВАИ можно получить ценные сведения о переключениях РПН, объединение данных измерений ВАИ и DRM позволяет провести более глубокий анализ испытате-

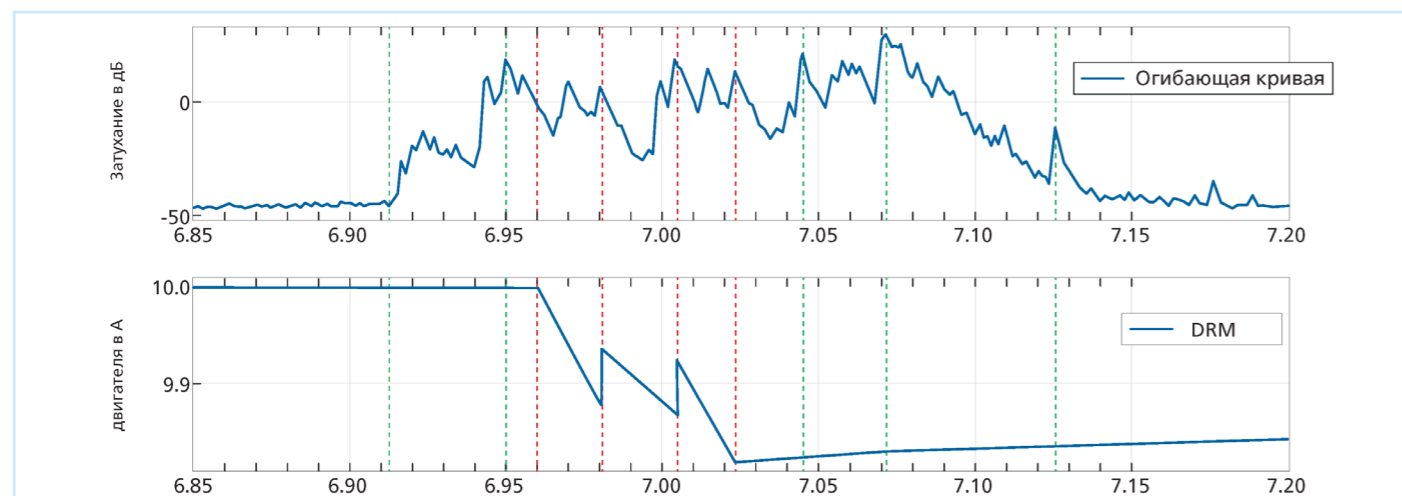


Рис. 5. Вверху: огибающая кривая работы дивертерного переключателя. Внизу: соответствующая кривая DRM

мого устройства.

С помощью измерений ВАИ и DRM исследуются механические и электрические характеристики переключений РПН, а итоговое заключение основывается на взаимодополняющих данных. Во время выполнения виброаку-

стических измерений улавливаются все компоненты РПН, которые производят достаточные вибрации, после чего они могут учитываться в оценке. Однако некоторые операции, например замыкание определенных контактов, не имеют достаточно

сильных вибраций. Следовательно, они едва заметны на кривой ВАИ либо вовсе на ней не отображаются. В отличие от ВАИ, на динамические измерения сопротивления влияют только те операции, которые приводят к изменению тока испытания,

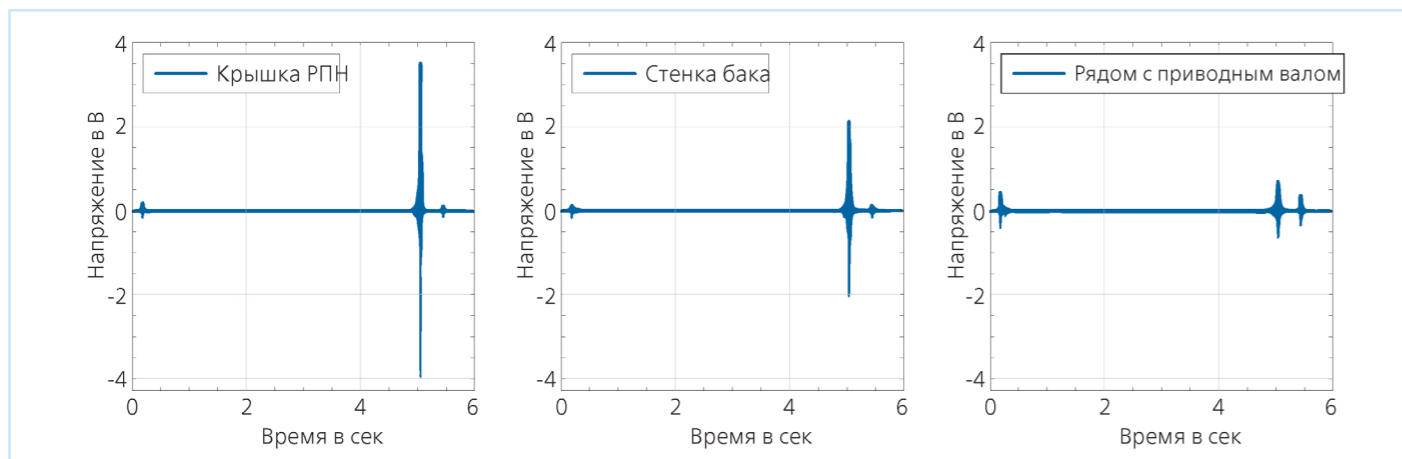


Рис. 6. Влияние расположения датчика на уровень необработанного сигнала. Слева направо: размещение на крышке РПН, на стенке бака и рядом с приводным валом

т. е. размыканию и замыканию вспомогательных и замыкающих контактов дивертерного переключателя. Отдельные события на кривой DRM обычно связаны с перемещением контактов дивертерного переключателя. Эти сведения позволяют сопоставить части диаграммы частоты в динамике или огибающей кривой с конкретными коммутационными операциями, например с размыканием или замыканием

контактов.

На рис. 5 показан результат синхронного измерения огибающей кривой и соответствующей кривой DRM.

В верхней части рис. 5 показана огибающая кривая работы дивертерного переключателя, а в нижней — ток DRM. Пунктирными линиями отмечены все события, обнаруженные во время измерений тока ВАИ и DRM. С помощью красных линий обозна-

чаются события, показанные на кривой DRM (например, размыкание и замыкание вспомогательных и замыкающих контактов). В свою очередь, на огибающей кривой видно, что в момент срабатывания дивертерного переключателя были зафиксированы многочисленные механические события (зеленые пунктирные линии), которые не отображены на кривой DRM. При сравнении этих событий можно заметить,

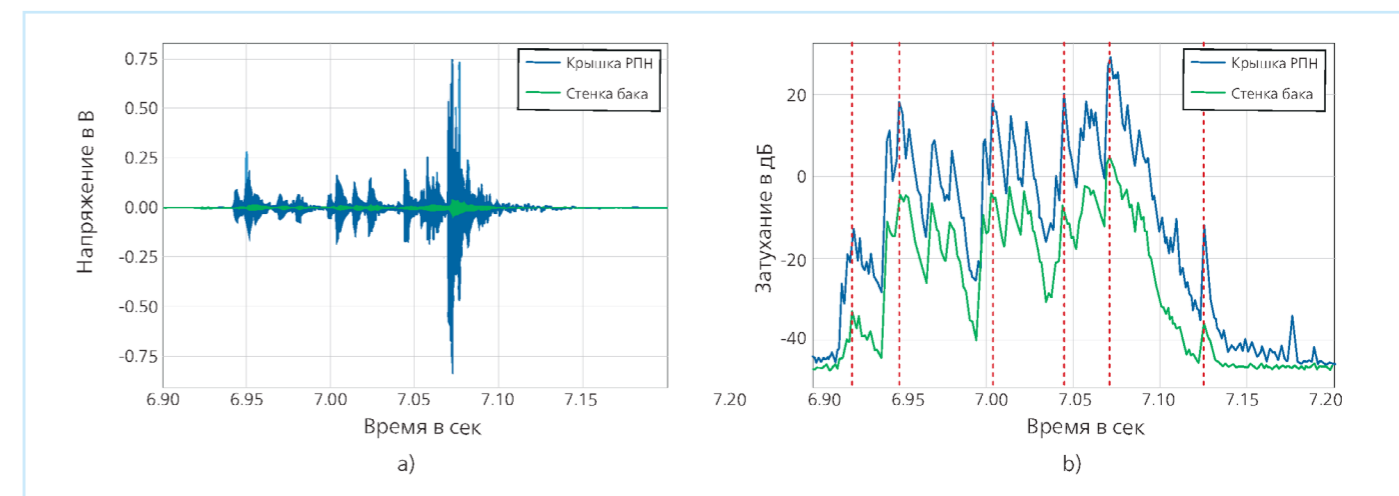


Рис. 7. а) Необработанные сигналы датчиков высокого (синий) и низкого (зеленый) качества. б) Соответствующие огибающие кривые

что три последние события DRM совпадают с пиками на огибающей кривой. Однако первое событие, показанное на кривой DRM, не отображается на огибающей кривой. Размыкание замыкающего контакта стало первым событием, которое привело к изменению сопротивления и, таким образом, повлияло на кривую DRM. Размыкание контакта зачастую вызывает меньше вибраций, чем его замыкание. Поэтому существует вероятность, что при размыкании не появится достаточно вибраций, чтобы их можно было отобразить на кривой ВАИ. Сравнивая результаты, также можно заметить, что фактическое начало работы дивертерного переключателя было зафиксировано только на огибающей кривой (примерно через 6,90 с).

Это доказывает, что комбинирование двух типов измерений дает возможность лучше оценить механическую целостность РПН. Кроме того, объединение данных DRM и ВАИ позволяет выявлять отдельные пики и отслеживать возможные изменения между интервалами проведения техобслуживания, выполняя измерения ВАИ в режиме реального времени.

4. Влияние расположения датчиков

Как уже упоминалось ранее, размещение датчиков должно быть тщательно продумано. В зависимости от места расположения датчиков уровень сигнала может заметно различаться. Более четкие сигналы были записаны датчиками, зафиксированными непосредственно на крышке РПН с помощью винтовых переходников. Высокий уровень сигнала также обеспечивает размещение датчиков рядом с переключателем ответвлений и жесткими конструкциями на стенке бака трансформатора. И наоборот, уровень сигнала снижается при увеличении расстояния между датчиком и переключателем ответвлений. Кроме того, если датчик расположен недалеко от приводного вала или других источников шума, могут улавливаться внешние помехи. На рис. 6 показано, как расположение датчика влияет на уровень и форму необработанного сигнала.

Датчик, закрепленный на крышке РПН с помощью винтового переходника, позволяет получить сигнал наиболее высокого уровня. Тем не менее сигнал, регистрируемый на стенке бака

трансформатора, также является достаточно сильным и четким. Если же датчик установлен рядом с приводом двигателя, уровень сигнала составляет лишь около 25 % от сигнала, полученного на крышке РПН, из-за более высокого показателя затухания. Помимо этого, события запуска и остановки двигателя четче выражены из-за близости датчика к приводному валу. Следовательно, возникает вопрос о допустимом уровне затухания сигнала. На рис. 7 представлено сравнение показаний сигналов высокого и низкого качества, иллюстрирующее огибающую кривую и результаты фактического анализа.

На рис. 7 а) показаны два необработанных сигнала датчиков с высоким (синий) и низким (зеленый) уровнем сигнала, особое внимание при этом уделяется моменту срабатывания дивертерного переключателя. Первый сигнал записан на крышке РПН, тогда как второй зарегистрирован с помощью датчика, установленного на противоположной стенке бака РПН. Хотя основные события можно распознать в обоих сигналах, в зеленом все же не хватает многих подробностей. Однако если сравнить две соответствующие огибающие кривые

на рис. 7 б), можно заметить, что основные характеристики (количество различных событий и время их возникновения) обеих кривых схожи. Пиковое напряжение синей кривой примерно в 16 раз выше по сравнению с зеленой. На зеленой кривой опять-таки не хватает некоторых меньших пиков, однако в целом форма кривых совпадает, о чем свидетельствует соответствие их пиков (красные пунктирные линии).

С одной стороны, это сравнение показывает, что качество необработанного сигнала в значительной степени зависит от положения датчика. С другой

стороны, наблюдается высокий уровень повторяемости огибающих кривых, даже в случае с изначально существенным затуханием сигнала. Таким образом, сравнивать результаты измерений в режиме реального времени и в автономном режиме можно даже в тех случаях, когда установить датчики в одном и том же месте не удастся из-за отсутствия доступа к определенным зонам.

5. Конкретный пример — сравнение показателей аналогичных устройств

В описанном далее примере рассматриваются результаты виброакустического измерения, выполненного на двух транс-

форматорах 410 кВ / 27 кВ. Оба устройства оснащены регуляторами напряжения под нагрузкой с дивертерными переключателями MR Oiltap® типа G.

Чтобы проанализировать состояние РПН, перед проведением технического обслуживания трансформатора было выполнено измерение ВАИ. Поскольку контрольные показатели испытуемых устройств недоступны, сравнение показателей двух аналогичных установок является эффективным методом оценки результатов. Следующая оценка будет направлена исключительно на работу дивертерного переключателя.

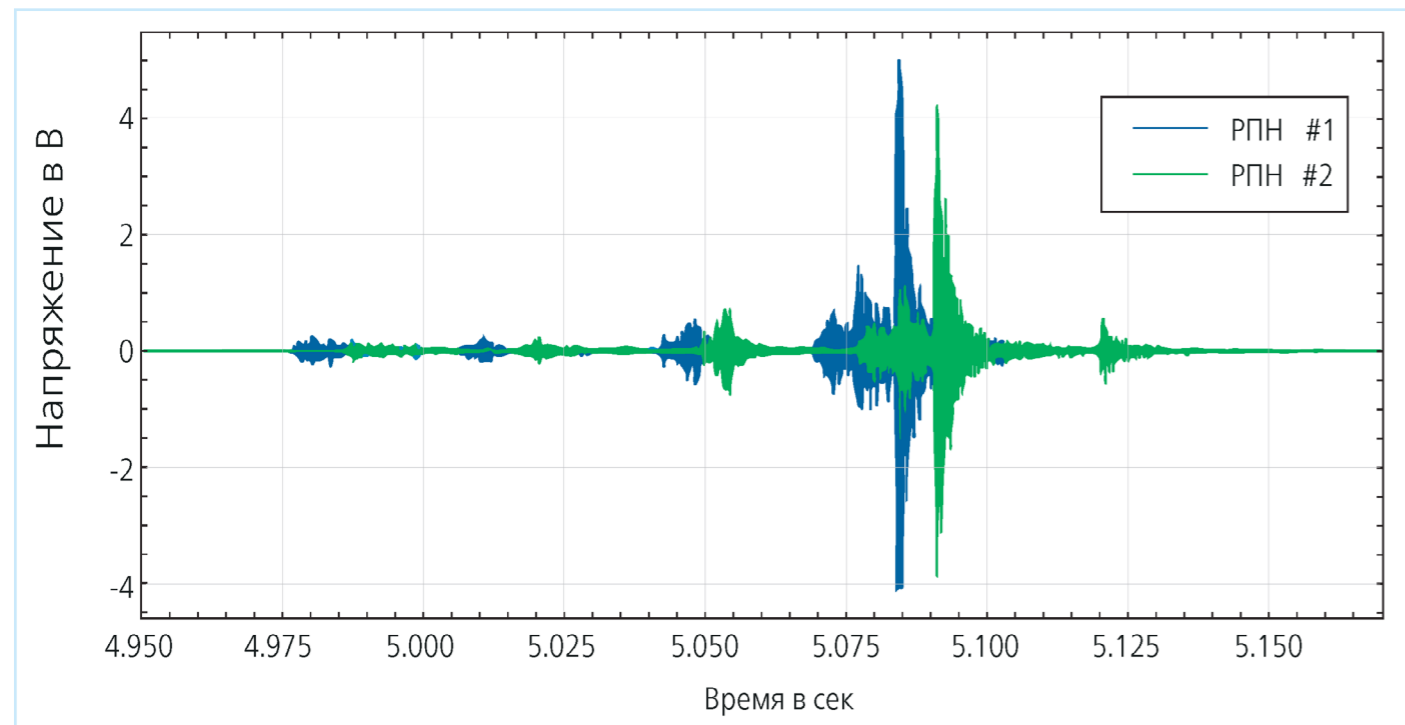


Рис. 8. Сравнение необработанных сигналов, полученных на двух аналогичных устройствах РПН

Сравнивая необработанные сигналы, между кривыми можно заметить временной сдвиг, составляющий 6 мс (рис. 8)

Поскольку начало записи связано с током двигателя, ожидается небольшой временной сдвиг на кривых, который можно исправить с помощью коррекции смещения. На рис.

8 показано, что оба сигнала имеют похожую форму и амплитуду. Однако, как уже упоминалось ранее, подробное сравнение на основе необработанных сигналов нецелесообразно.

Сравнение огибающих кривых свидетельствует о том, что характер вибрации двух ана-

логичных устройств практически полностью совпадает (рис. 9). Временной сдвиг между отдельными кривыми был устранен, чтобы выполнить сравнение было легче.

На рис. 9 изображено переключение с первого ответвления на четвертое. С помощью маркеров указан момент сра-

батывания дивертерного переключателя. Поскольку начало записи обеих кривых связано с током двигателя, временной сдвиг между четными и нечетными положениями ответвления составляет около 110 мс. Рекомендуется сравнивать огибающие кривые с одинаковыми показателями четности и направления. Каждое переключение ответвления желательно сравнивать с его прямым аналогом с той же четностью и направлением переключения. Добавление данных DRM (рис. 10) позволяет сопоставить некоторые пики ВАИ с конкретными событиями, например работой замыкающих и вспомогательных контактов. Также можно увидеть, что оба устройства РПН генерируют практически идентичные сигналы..

Огибающие кривые, сформированные на основе всех 27 положений ответвлений обоих устройств, хорошо совпадают как по амплитуде, так и по времени пиков. В ходе измерений были отмечены лишь не-

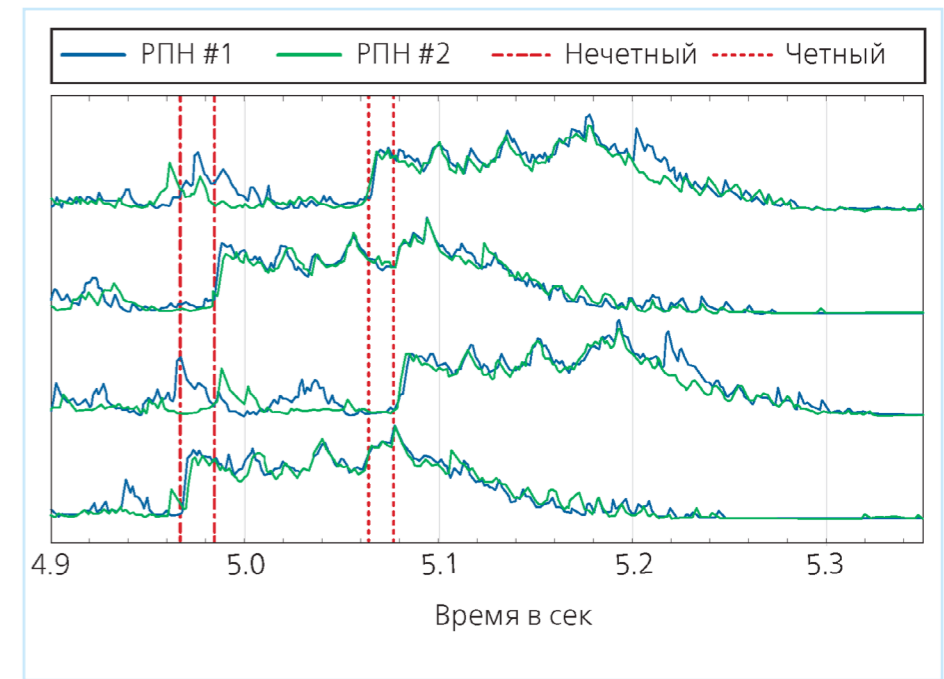


Рис. 9. Сравнение огибающих кривых для а) нечетных и четных, а также б) восходящих и нисходящих сигналов

значительные отклонения от технических характеристик, заявленных производителем оборудования. Это может быть связано с производственными отклонениями, различиями в износе оборудования и другими колебаниями.

6. Заключение

Комбинированный подход, направленный на одновременное применение методов ВАИ и DRM, является надежным средством диагностики, обеспечивающим повторяемость результатов даже в случае сравнения аналогичных устройств РПН и использования датчиков, которые расположены в разных местах. Благодаря усовершенствованному процессу постобработки сигнала влияние внешних факторов удастся снизить. До-

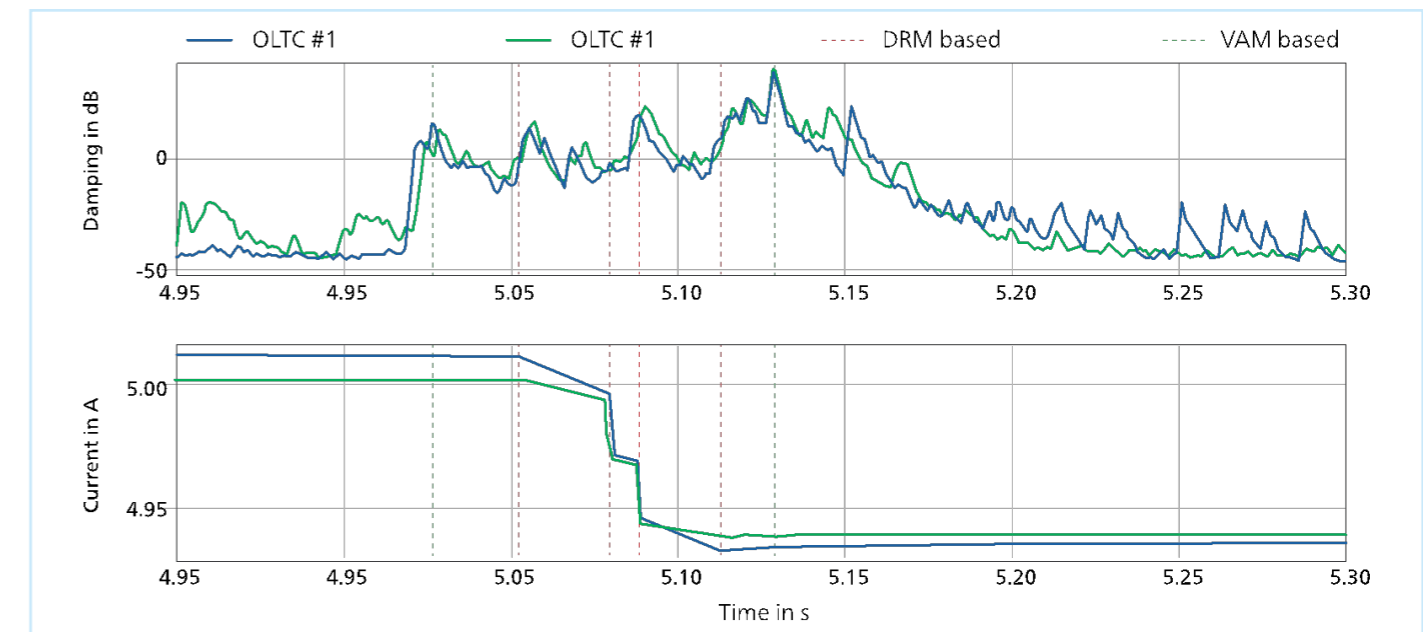


Рис. 10. Объединенные данные DRM и ВАИ с обоих устройств РПН

полнительные сведения о РПН позволяют оператору лучше оценить механическое состояние испытуемого РПН. Помимо сравнения показателей аналогичных устройств, данные ВАИ также можно использовать для отслеживания отклонений в амплитуде и времени, сравнивая их с результатами предыдущих измерений. Кроме того, данные ВАИ можно сравнивать с имеющимися контрольными показателями (в идеале полученными от производителя оборудования).

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] С. Майо, Л. Мойсан «Влияние крепления на эксплуатационные характеристики акселерометра» (S. Mayo, L. Moisan “Effects of mounting on accelerometer performance”), Meggit, февраль 2011 г.
 [2] Т. Бенгтссон «Акустическая диагностика переключателей ответвлений» (T. Bengtsson “Acoustic Diagnosis of Tap Changers”), CIGRE 1996: 12–101.
 [3] К. Вирек, А. Савельев «Акустический анализ переключателей ответвлений с использованием непрерывного преобразования элементарных волн» (K. Viereck, A. Saveliev “Acoustic tap-changer analyses using continuous wavelet transformation”), IEEE, 2016.
 [4] М. Фоата, Р. Бошмин, К. Вирек, А. Савельев и Х. Хохмут «Новый метод виброакустической диагностики переключателей ответвлений: первые результаты и практический опыт» (M. Foata, R. Beauchmin, K. Viereck, A. Saveliev and H. Hochmuth “New Vibro-Acoustic Tap-Changer Diagnostic Method – First Results and Practical Experience”), сессия CIGRE, Париж, 2016.



О компании

OMICRON — международная компания-разработчик и производитель инновационных средств испытания и диагностики электроэнергетических систем. Продукты компании OMICRON обеспечивают проведение максимально надежных испытаний первичного и вторичного оборудования. Компания OMICRON предлагает широкий ассортимент услуг, в частности консалтинг, пусконаладочные работы, испытания и диагностику оборудования, а также обучение персонала.

Высококачественные инновационные продукты компании OMICRON уже завоевали доверие клиентов из более чем 160 стран мира. Сервисные центры, расположенные по всему миру, оказывают клиентам первоклассную поддержку и предоставляют широкий ассортимент экспертных услуг. Благодаря всему этому, а также развитой дистрибьюторской сети компания OMICRON завоевала и прочно удерживает лидерство на рынке продуктов и услуг, связанных с электроэнергетикой.

Контакты пресс-службы

OMICRON electronics GmbH
 Маркетинговые коммуникации
 Петер Хосп (Peter Hosp)
 peter.hosp@omicronenergy.com

www.omicronenergy.com

Прислушайтесь к своему РПН

Метод виброакустических измерений (VAM) оценивает механическое состояние устройства РПН. Новый комплект принадлежностей VAM1 для испытательной установки TESTRANO 600 регистрирует вибрации при операциях переключения с помощью пьезоэлектрических датчиков.

omicronenergy.com/testrano600

ОТСКАНИРУЙ МЕНЯ!



Токоизмерительные клещи 200-й серии - в реестре средств измерений Республики Казахстан

Дмитрий ТИН,
директор ТОО «Test instruments» и
интернет-портала Pribor.kz



Сегодня никого не удивит цифровыми токоизмерительными клещами, однако, удивляет фантазия и полет инженерной мысли производителей, постоянно добавляющих новые функции в такие, казалось бы, простые приборы.

К сожалению, на рынке Республики Казахстан достаточно много дешевых подделок, которые выглядят «так же», как и качественные приборы, но не могут дать ни достоверности измерений, ни гарантий безопасности или хотя бы работоспособности в течение гарантийного срока.

Поэтому, рекомендуем токоизмерительные клещи уже широко известного в РК производителя UNI-TREND GROUP LIMITED (Гонконг), с которым мы сотрудничаем уже 15 лет.



Наше сотрудничество высоко оценено заводом специальным хрустальным призом

Представляем вашему вниманию обзор новых токоизмерительных клещей, прошедших испытания и внесенных в Реестр Средств измерений Казахстана в 2018 году, согласно выданного Комитетом технического регулирования и метрологии сертификата N15279 от 17 августа 2018г.:

Линейка токоизмерительных клещей UNI-T 200-й серии настолько широка, что легко можно выбрать прибор, исходя из бюджета, задач, точности, отрасли применения и других требований.

Большинство токоизмерительных клещей представляет из себя по функционалу мультиметры со множеством дополнительных функций, которые, конечно, могут отличаться от модели к модели:

- измерение постоянных и переменных напряжений
- измерение электрического сопротивления
- тест диодов и р\п переходов
- прозвонка цепей
- измерение емкости
- измерение частоты
- измерение мощности
- измерение температуры
- ручной или автоматический выбор диапазона измерений
- удержание максимальных показаний
- удержание текущих показаний
- спящий режим энергосбережения
- индикация разряда батарей

Токоизмерительные клещи UT201, UT202, UT203, UT204

Самые простые из прошедших испытания моделей. Измеряют переменные, а некоторые модели и постоянные токи до 400 А, постоянное и переменное напряжение до 600 Вольт, сопротивление до 20 МОм.



Как официальный дистрибьютор UNI-T в Казахстане, ТОО «Test instruments» предоставляет всем пользователям годовую гарантию при условии соблюдения условий эксплуатации, поэтому рекомендуем остерегаться подделок.
Заказы и поставка – через интернет-портал Pribor.kz <https://pribor.kz/>
ТОО «Test instruments», г. Алматы, ул. Розыбакиева 184, тел. +7 727 379 99 55, e-mail: info@ti.kz





Токоизмерительные клещи UT206A



Современная модификация очень популярных 1000-амперных клещей переменного тока UT206. Отличается очень эргономичным дизайном.

Мини токовые клещи UT210



Отличаются компактностью и относительно небольшими измеряемыми токами (до 200А), хотя по функционалу вполне способны конкурировать со своими более крупными аналогами

Токоизмерительные клещи UT207, UT207A, UT208, UT208A



Измеряют переменный и постоянный ток до 1000 А, постоянное и переменное напряжение до 600 Вольт, сопротивление. Некоторые модели измеряют также частоту, емкость и температуру.

Миниатюрные токовые клещи UT211



Сверхминиатюрные токовые клещи, измеряющие токи до 60А. Незаменимы для работы в стесненных условиях.

Токовые клещи с расширенным диапазоном UT221



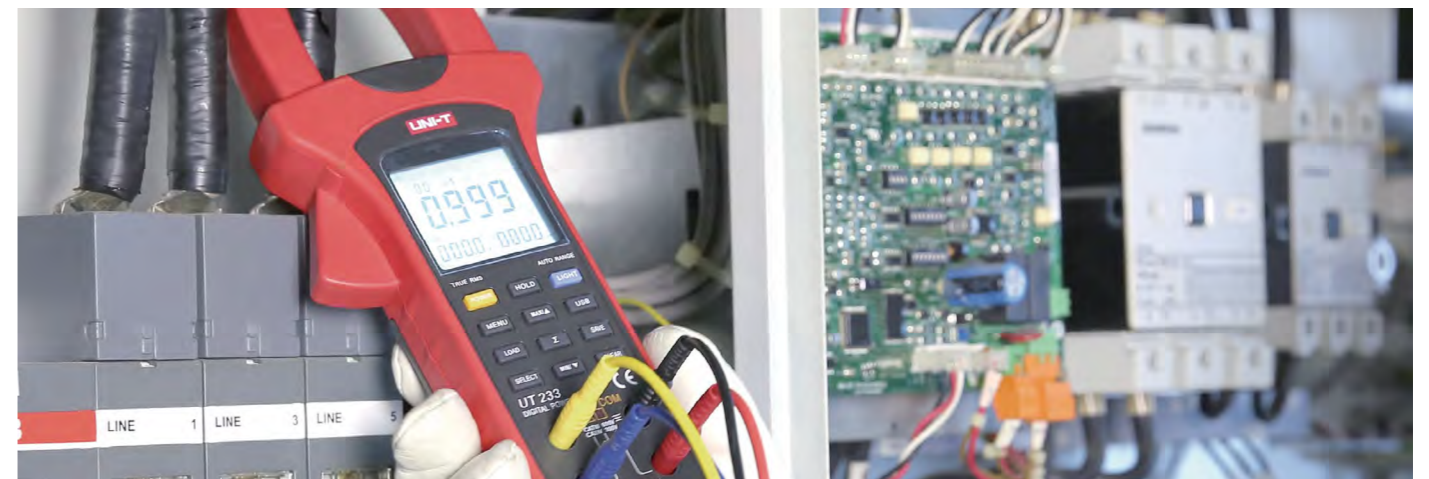
Главная особенность - измерение постоянных и переменных токов до 2000А.

Токовые клещи для промышленного оборудования UT223



Измеряют переменный ток до 4000А и имеют увеличенный зев трансформатора.

Токовые клещи UT233 с функцией измерения мощности



Помимо измерения традиционных параметров, измеряют также электрическую мощность, коэффициент мощности, сдвиг фаз и уровень гармоник.

Токовые клещи UT281(A,C,E)



Измеряют ток до 3000А в самых стесненных условиях, благодаря применению в качестве датчика петли Роговского.

Заключение

В данном обзоре мы попытались дать общее представление о поставляемых в Казахстан цифровых токоизмерительных клещах последнего поколения. Более подробно с характеристиками, вы можете ознакомиться на портале <https://pribor.kz/> официального дистрибьютора завода изготовителя, TOO Test instruments.

С уважением,
TOO «Test instruments», 050060, г. Алматы, ул Розыбакиева 184,
Тел +7 727 379 99 55
www.ti.kz , www.pribor.kz , info@ti.kz

Как официальный дистрибьютор UNI-T в Казахстане, TOO «Test instruments» предоставляет всем пользователям годовую гарантию при условии соблюдения условий эксплуатации, поэтому рекомендуем остерегаться подделок.

Заказы и поставка – через интернет-портал [Prigor.kz https://pribor.kz/](https://pribor.kz/)
TOO «Test instruments», г. Алматы, ул. Розыбакиева 184, тел. +7 727 379 99 55, e-mail: info@ti.kz

Измерительные приборы
и инструмент высшего
качества



www.ti.kz

www.pribor.kz

050060, г. Алматы,

ул. Розыбакиева, 184,

Тел.: 379 99 55;

факс: 379 98 93

SPX
RADIODETECTION

ПОИСК И ДИАГНОСТИКА ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

Реклама



Трассоискатели



Генераторы



Аксессуары



Георадары



Системы контроля изоляции



Промышленное диагностическое оборудование

г. Астана, ул. Амангельді Иманов, зд. 19,
БЦ «Алма-Ата», 5 эт. оф. 506-А, info@pergam.kz

тел.: +7 7172 787-220
факс: +7 7172 787-221

PERGAM.KZ



S400

Выше головы не прыгнешь...
Взлетаем!



Работа
в группе



Огибание
препятствий



LiDAR



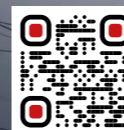
Тепловизор 1К
1280x1024



Грузоподъёмность
3 кг



Время полёта
до 63 минут



+7 7172 787-220
pergam.kz

Реклама



DISTRAN ULTRA Pro

портативный ультразвуковой прибор для визуализации утечек

- Обследование на безопасном расстоянии
- Независимость от фоновых шумов
- Оценка степени утечки в режиме реального времени
- Встроенный экран
- Обработка полученных фото и видео ПО Distran Audalytics

DISTRAN
SWITZERLAND

дальность действия **50M**

PERGAM.KZ/CATALOG/GAS_LEAKS/

ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ И ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



Новая система диагностики состояния трансформаторов, измеряет концентрации влаги и газов в масле

TRANSFIX DGA 500



Система мониторинга трансформаторного масла

HYDRAN M2



Мультигазовый АРГ в режиме реального времени нового поколения GE Kelman DGA 900

DGA900



Портативный анализатор растворенных газов и влаги в трансформаторном масле

TRANSPORT X2



Система комплексной диагностики подстанционного оборудования

TRAX



Тестер релейных защит

SVERKER900



Тестер высоковольтных выключателей

TM1800



Испытательная установка (12 кВ)

DELTA 4000



Измеритель коэффициента трансформации

TTR-3XX



Система диагностики силовых трансформаторов с устройством РПН

TDS146



Система диагностики и локализации мест повреждений кабельных линий

OWTS DAC MV20



Система для локализации дефектов высоковольтных кабелей

SYSCOMPAT 4000



Ультразвуковая инспекционная система

ULTRAPROBE15000



Микроампер

MOM2



Система для высоковольтных испытаний на сверхнизкой частоте

FRIDA



Диагностика и испытание АКБ

TORKEL

ЗА ПОДРОБНЫМИ ТЕХНИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ОБРАЩАЙТЕСЬ ПО ПРИВЕДЕННЫМ НИЖЕ КОНТАКТАМ:

Вся жизнь в энергетике Казахстана



ТЮТЕБАЕВ Серик Суинбекович

Председатель Правления
АО «Самрук-Энерго»

Гражданство: Республика Казахстан
Год рождения: 27 мая 1958 года

Образование:

В 1981г. - окончил Алматинский энергетический институт, инженер-теплоэнергетик.

В 2000г. - окончил Алматинский энергетический институт по специальности экономика и менеджмент на предприятиях ТЭК.

Опыт работы:

1981-1983 гг. – Помощник мастера пусконаладочного управления СреднеАзЭнергоМонтаж.

1983-1984 гг. – Инженер кафедры охраны труда и окружающей среды Алматинского Энергетического университета.

1984-1998 гг. - Машинист-обходчик, старший машинист, начальник смены, начальник турбинного цеха АТЭЦ-2, главный инженер, Управляющий директор АТЭЦ-2 АО «Алматы Пауэр Консолидэйтед».

2007-2010 гг. – Управляющий директор АО «Алматинские электрические станции» ТЭЦ №2.

2010-2011 гг. - Заместитель Председателя Правления АО «Алматинские электрические станции».

2011-2013 гг. - Начальник Управления энергетики и коммунального хозяйства г.Алматы.

2013-2014 гг. - Заместитель Председателя Правления по производству АО «СЕВКАЗЭНЕРГО».

2014-2016 гг. - Управляющий дивизионом «Генерация».

2016-2022 гг. - Управляющий директор по производству и управлению активами Общества.

С июня по октябрь 2022 г. – и.о. Председателя Правления.

С октября 2022 г. - Председатель Правления АО «Самрук-Энерго»

27 мая 2023 года исполнилось
65 лет известному казахстанскому энергетик
Тютебаеву Серику Суинбековичу

Поздравляем **Серика Суинбековича Тютебаева**, энергетика-профессионала, с его 65-летием! Весь энергетический сектор хотел бы отметить важные вехи в его карьере и выразить глубокую признательность за его значительный вклад в развитие отрасли. Серик Суинбекович является Председателем Правления АО «Самрук-Энерго» и одним из ведущих специалистов в области энергетики в Казахстане.

Серик Суинбекович родился 27 мая 1958 года в городе Алма-Ате, в ту пору столице Казахской ССР. Его профессиональный путь начался после окончания Алма-Атинского энергетического института в 1981 году, где он изучал специальность "Тепловые электрические станции". В последующие годы он продолжил свое образование в Алматинском институте энергетики и связи по специальности «Экономика и менеджмент на предприятиях ТЭК».

С тех пор Серик Суинбекович посвятил свою карьеру энергетике. Он начинал свой путь помощником мастера пусконаладочного управления и инженером кафедры охраны труда и окружающей среды в Алматинском Энергетическом университете. Однако настоящей профессиональной школой и испытанием стала работа на Алматинской ТЭЦ-2, где он занимал посты машиниста-обходчика, старшего машиниста и главного инженера. Впоследствии он стал Управляющим директором АО «Алматы Пауэр Консолидэйтед». В последующем занимал ключевые позиции в АО «Алматинские электрические станции» и АО «СЕВКАЗЭНЕРГО».

В 2014 году Серик Суинбекович присоединился к команде АО «Самрук-Энерго», где начал с деятельности директора по производству и реализации электроэнергии. Благодаря его руководству и экспертизе, компания достигла значительных успехов в области энергетики и стала одним из ведущих игроков на рынке.

Серик Суинбекович Тютебаев проявил себя как великолепный лидер, чьи усилия и решительность принесли положительные изменения в отрасли. Он активно работает над модернизацией энергетической инфраструктуры, внедрением новых технологий и развитием возобновляемых источников энергии. Его стратегическое мышление и умение принимать решения позволяют ему успешно справляться с вызовами и обеспечивать стабильность и эффективность работы компании.

Кроме своей профессиональной деятельности, Серик Суинбекович Тютебаев также активно участвует в социальных и общественных инициативах. Он придает большое значение развитию молодых специалистов в энергетической сфере и поощряет инновационные исследования. Он также является членом множества экспертных и консультативных органов в энергетической отрасли.

Мы хотим поблагодарить Серика Суинбековича Тютебаева за его значимый вклад в развитие энергетической отрасли. Его преданность, профессионализм и руководящие навыки заслуживают глубокого уважения. Желаем ему отличного здоровья, дальнейших успехов и благополучия во всех его будущих начинаниях. Поздравляем Серика Суинбековича с 65-летием и желаем ему долгой и счастливой жизни!

Союз инженеров-энергетиков РК, Совет ветеранов-энергетиков РК,
редакция журнала «Энергетика» сердечно поздравляют Вас с 65-летним юбилеем!

Сохраняя традиции профессионализма в энергетике



МУХАМЕД-РАХИМОВ Нурлан Тауфикович

Председатель Правления
АО «Алматинские электрические
станции»

Гражданство: Республика Казахстан
Год рождения: 26 марта 1958 года

Образование:

Алма-Атинский энергетический институт (1980)
Специальность «Электрические станции»

Опыт работы:

Старший дежурный электромонтера электроцеха Алма-Атинской ТЭЦ-2 (08.1980-1982);
Начальник смены станции, заместитель начальника электрического цеха по эксплуатации Алматинской ТЭЦ-2 (1982-1985);
Заместитель начальника, начальник службы эксплуатации и ремонта электротехнического оборудования РУЭХ «Алма-Атаэнерго» (1985-1993);
Начальник электрического цеха ТЭЦ-2 (1993-1998);
Главный инженер АО «АПК ТЭЦ-2» (1998-2005);
Заместитель главного инженера по распределению электрической и тепловой энергии АО «АПК» (2005-02.2007);
Главный инженер АО «Алматинские электрические станции» (02.2007-04.2012);
Председатель Правления - Член Совета директоров АО «Алматинские электрические станции» (с 04.2012)

26 марта 2023 года исполнилось
65 лет известному казахстанскому энергетiku
Мухамед-Рахимову Нурлану Тауфиковичу

Поздравляем Мухамед-Рахимова Нурлана Тауфиковича, достойную личность и замечательного профессионала с наступающим юбилеем! Весь коллектив и энергетическая общественность с гордостью отмечают ваши достижения, вклад в развитие энергетической отрасли и заслуженные награды, которые были вам вручены за долгие годы преданной службы.

Ваша трудовая биография является вдохновляющим примером для молодого поколения энергетиков. Начав свою карьеру с должности старшего дежурного электромонтера на Алматинской ТЭЦ-2 после окончания Алма-Атинского энергетического института, вы прошли достойный трудовой путь до главного инженера станции, а затем Председателя Правления АО "АлЭС".

Ваша профессиональная преданность и лидерские способности позволили АО "АлЭС" стать надежной и эффективной компанией, обеспечивающей бесперебойное электро- и теплоснабжение города Алматы и области. Под вашим руководством компания достигла высоких производственных показателей, заслуживая уважение и признание от коллег и всей отрасли.

Ваши многократные отраслевые награды и почетное звание "Заслуженный энергетик СНГ" свидетельствуют о вашем выдающемся вкладе в развитие энергетики и значимости вашей работы. Вы стали не только символом трудолюбия и профессионализма, но и воплощением ценностей и принципов, которыми руководствуетесь в своей деятельности.

Как депутат городского маслихата, вы получили высокую оценку вашего плодотворного труда. Ваше участие в разработке и внедрении энергосберегающих программ и экологически чистых технологий заслуживает особого признания. Нельзя не оценить и Ваш вклад в улучшение экологической обстановки города и охрану окружающей среды, а также Ваше активное участие в различных благотворительных и социальных проектах, направленных на поддержку детей, молодежи и нуждающихся граждан.

Уважаемый Нурлан Тауфикович, поздравляем Вас с этим знаменательным юбилеем и желаем Вам дальнейших успехов во всех ваших начинаниях. Спасибо Вам за Ваш вклад в развитие энергетической отрасли и общества в целом. Желаем Вам крепкого здоровья, благополучия и счастья на многие годы вперед!

Союз инженеров-энергетиков РК, Совет ветеранов-энергетиков РК,
редакция журнала «Энергетика» сердечно поздравляют Вас с 65-летним юбилеем!

Выборные должности, депутатство:

Депутат маслихата города Алматы шестого созыва

Государственные и международные награды, премии, почетные звания:

Заслуженный энергетик Республики Казахстан, Заслуженный энергетик СНГ

Медали: юбилейная медаль «Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл», «KAZENERGY», «Ерен еңбегі үшін»

Благодарственное письмо Премьер-Министра Республики Казахстан

Поздравительная открытка

ЕРЕКЕШЕВУ Ермеку Абдуалиевичу

30 июня 2023г. исполнилось 80 лет,
члену Совета ветеранов энергетиков
Казахстанской Электроэнергетической Ассоциации



Ерекешев Ермек Абдуалиевич – родился 30 июня 1943г. в с. Кийма Есильского района (ныне Жаксинский) Акмолинской области. В 1959 г. окончил Кийминскую среднюю школу. С 1959 -по 1962 гг. работал в зерносовхозе им. Ворошилова учетчиком, водителем, электриком.

Получил высшее образование по вечерней системе обучения в Казахском политехническом институте (1969 г.) по специальности «Электроснабжение промпредприятий и городов», квалификация инженер –электрик.

Работал в Казахском научно-исследовательском институте энергетики (КазНИИЭ), младшим научным сотрудником. Является соавтором 14 научных трудов и статей по энергетике.

Затем работал в Алматинском Облремспецстройтресте главным энергетиком, в НПП «Жилкоммунтехника» - главным инженером.

Последующие годы работал в ГХК «Казэнергостроймонтаж», который был позднее переименован в АО «Компания «Энергостроймонтаж» зав. отделом инвестиций, менеджером, управляющим делами. Избран членом Правления.

С 1979 г. работал в филиале АО «KEGOC» «Алматинские МЭС» на различных должностях – зам.начальника отдела договоров и реализации, ст. мастером служ-

бы ЛЭП, специалистом по защите госсекретов.

За многолетний добросовестный труд Ерекешев Е.А. был поощрен многими отраслевыми грамотами, знаками, медалями:

Получены Благодарности от Казахского научно-исследовательского института энергетики, Государственной корпорации «Казэнергостроймонтаж»; награжден Почетными грамотами от филиала АО «KEGOC» «Алматинские МЭС» и АО «KEGOC»; присвоены Знаки «Ардагер энергетик КЭА», «25 лет АО «KEGOC»; вручены медали «100 лет плану ГОЭЛРО», «Қазақстан тәуелсіздігіне 30 жыл», «Электр энергетикасы саласына қосқан үлесі үшін», присвоено звание «Заслуженный энергетик КЭА».

Совет ветеранов энергетиков КЭА, Союз инженеров энергетиков республики Казахстан и ТОО «Гидроспецстрой» сердечно поздравляют Вас со славным юбилеем - 80-летием.

Желаем Вам, уважаемый Ермек Абдуалиевич, крепкого здоровья и долгих лет жизни.

Уважаемый Ермек Абдуалиевич!

Союз инженеров-энергетиков РК, Совет ветеранов-энергетиков РК, редакция журнала «Энергетика» сердечно поздравляют Вас с 80-летним юбилеем! Крепкого Вам здоровья, благополучия в семье, неиссякаемой энергии и оптимизма!

Поздравительная открытка

ВАСИЛЬЕВУ Анатолию Матвеевичу

05 июня исполнилось 70 лет
известному казахстанскому энергетик
Васильеву Анатолию Матвеевичу



Красивый юбилей – 70 лет – есть что вспомнить, есть с чем жить дальше. Пройден огромный путь по дороге Жизни.

Васильев Анатолий Матвеевич родился 05 июня в 1953 году в Талдыкурганской области РК, окончил Казахский Государственный сельскохозяйственный институт в городе Алма-Ата в 1979 году.

Общий стаж работы – 53 года, стаж работы в энергетической отрасли – 53 года.

Васильев А.М. начал свою трудовую деятельность в 1970 году в должности электро-монтажника, продолжил работу в электрических сетях города Алматы в должности электромонтера, диспетчера, инженера, главного инженера района электрических сетей № 2, начальника Службы распределительных сетей АО «АПК», главного инженера городских электрических распределительных сетей АО «АПК». С июля 2007 года занимал должность управляющего директора по распределительным сетям города Алматы.

В соответствии со своими должностными обязанностями обеспечивал надежное электроснабжение города Алматы. За время работы в распределительных сетях города была создана надежная схема распределительных сетей 10 кВ. Для монтажа кабельных линий впервые в Казахстане стали применяться кабельные муфты по термоусаживаемой технологии- для качественного ремонта кабельных линий; самонесущие изолированные провода - для строительства воздушных линий 0,4 кВ.

Все эти годы Васильева А.М. отличали высокий профессионализм, способность быстро и эффективно использовать свой опыт и знания для решения задач, способность перспективно мыслить, настойчивость и целеустремленность. Особо отличает его умение общения с людьми: создание хорошего психологического микроклимата в коллективе, правильная расстановка сил с учетом профессиональных и психологических возможностей сотрудника, объективная оценка работы подчиненных, умение держать эмоции под контролем. Редкое сочетание высоких профессиональных и человеческих качеств: честность, порядочность, отзывчивость, патриотизм, позволяет успешно ставить и выполнять новые задачи.

С 2015 года по 2020 год занимал должность управляющего директора ТОО «Завод Электрокабель». За время работы в ТОО «Завод Электрокабель» принимал участие в реализации городских программ по электроснабжению потребителей. Под его техническим руководством обеспечено своевременное строительство сетей электроснабжения Универсиады-2017 года, Мусоросортировочного комплекса (МСК), производительностью 1500 т/сутки, автобусного парка и автосборочного завода, внешнего электроснабжения жилых районов города Алматы, имеющих большое значение для города Алматы.

С июля 2020 года по настоящее время Васильев Анатолий Матвеевич продолжает профессиональную деятельность в ТОО «Компания Търна», основными направлениями деятельности которого является проектирование и строительство электрических сетей 0,4, 10,110,220 кВ. В настоящее время выполняются работы по осуществлению городских программ «Развития инфраструктуры г. Алматы».

В 2010 году Васильеву А.М. присвоено почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ».

В 2011 году награжден юбилейной медалью «20 лет независимости РК».

В 2013 году Васильев А.М. награжден медалью «Ерен еңбегі үшін».

Дорогой Анатолий Матвеевич! В этот светлый день примите искренние пожелания крепкого здоровья, бодрости духа, твердости характера! Пусть Ваша жизнь наполнится благополучием, незабываемыми яркими впечатлениями, радостными событиями. Вы этого достойны!

Уважаемый Анатолий Матвеевич

Союз инженеров-энергетиков РК, Совет ветеранов-энергетиков РК, редакция журнала «Энергетика» сердечно поздравляют Вас с 70-летним юбилеем! Крепкого Вам здоровья, благополучия в семье, неиссякаемой энергии и оптимизма!



Решение для
ВОЛС на ВЛ

OPGW / ОКГТ

AFL был первым производителем Оптического Кабеля в Грозозащитном Тросе и сегодня остается одним из ведущих поставщиков в мире



Самый широкий выбор конструкции ОКГТ



Поставщик комплексных решений - Кабель, Оборудование, Комплектующие и техническая поддержка при монтаже



Владелец оригинального патента на оптическое волокно в трубке из нержавеющей стали



Высококачественное производство в Европе

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ЛЮБОЙ СЛОЖНОСТИ!

АМАКС
группа компаний 1990

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЭЦ И КОТЕЛЬНЫХ

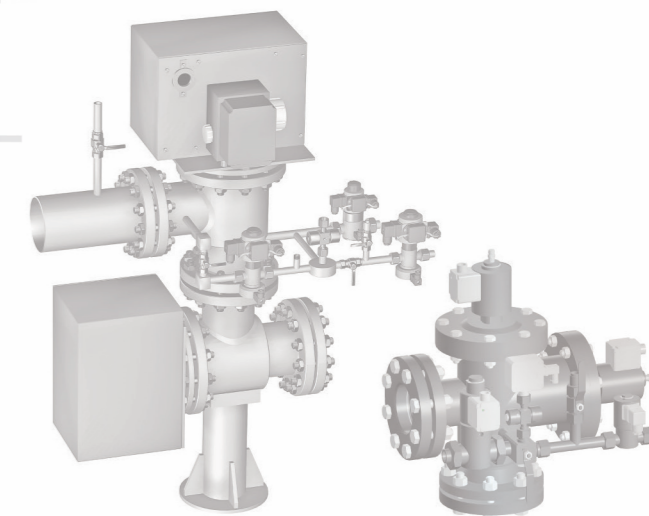
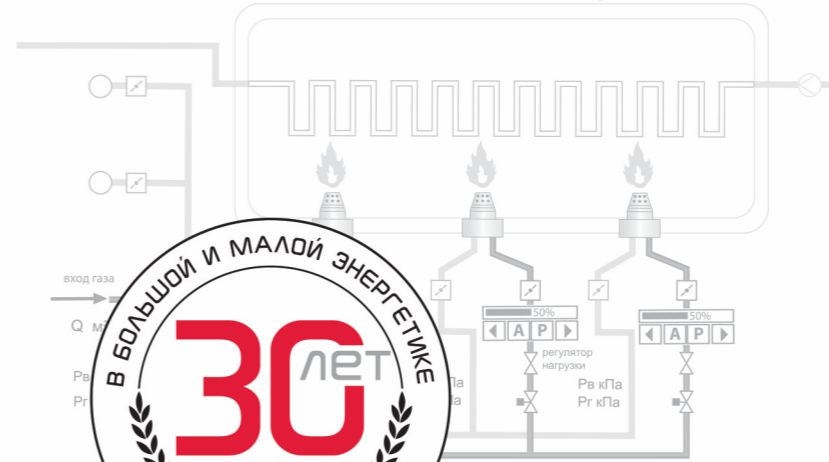
Проект. Производство. Внедрение.

Наши преимущества

- Мы изготавливаем всю номенклатуру стальной газовой арматуры от DN8мм до DN700мм, необходимой для всех типов котлов, ГРУ и ГРП.
- Газовая арматура выпускается серийно с 2000-го года на собственном заводе, защищена патентами, сертифицирована и полностью соответствует современной НТД, а также адаптирована к любой системе управления.
- Наше оборудование имеет гарантию 3 года и срок службы до 30 лет.

Наши решения

- Обследование объекта реконструкции и разработка типовых или индивидуальных проектов как для отдельных котлов, так и для котельных в целом, включая:
 - Сбор исходных данных и технический аудит объекта
 - Разработка оптимального технического решения в соответствии с технологическими требованиями в рамках экономических возможностей
 - Проектирование системы газоснабжения и проектная привязка ПТК к объекту
- Поставка газового и мазутного оборудования собственного производства
- Разработка и внедрение современного ПТК «АМАКС» нового поколения для любых типов котлов
- Комплектная поставка оборудования «АМАКС», АСУ ТП и КИП для внедрения ПТК
- Монтаж технологический и КИПиА на объекте
- Пуско-наладочные работы на объекте, включая проведение приемо-сдаточных испытаний и ввод объекта автоматизации в промышленную эксплуатацию
- Режимная наладка
- Ревизия газового оборудования с продлением гарантийного срока
- Обучение служб эксплуатации
- Техническое сопровождение системы и модернизация
- Гарантийное и постгарантийное обслуживание



НОВЫЙ



ЛЕГКОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ

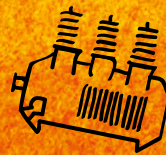


DRM



РАЗМАГНИЧИВАНИЕ

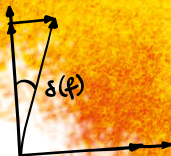
СОПРОТИВЛЕНИЕ УТЕЧКИ



КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ

БЫСТРЫЕ ИСПЫТАНИЯ

ТРЕХФАЗНАЯ ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА



Прислушайтесь к своему РПН

Метод виброакустических измерений (VAM) оценивает механическое состояние устройства РПН. Новый комплект принадлежностей VAM1 для испытательной установки TESTRANO 600 регистрирует вибрации при операциях переключения с помощью пьезоэлектрических датчиков.

omicronenergy.com/testrano600

ОТСКАНИРУЙ МЕНЯ!

