

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Разработка единого электронного журнала дефектов и отказов
электрооборудования на ТЭЦ ВАЗа

Обучающийся

Д.А. Богомолец

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Содержание

Введение.....	4
1 Описание энергообъекта и его особенности.....	6
1.1 Важные потребители ТЭЦ ВАЗа.....	6
1.2 Нормальная схема собственных нужд.....	8
2 Ситуация на объекте в настоящее время.....	9
2.1 Ситуация с ведением оперативной документации и документооборотом на ТЭЦ ВАЗа.....	9
2.2 Лица ответственные за ремонт.....	10
2.3 Понятие дефекта на предприятии.....	10
2.4 Ситуация с регистрацией дефектов в настоящее время на ТЭЦ ВАЗа.....	13
2.5 Методы решения существующих проблем в фиксации дефектов.....	13
2.6 Анализ существующих программ для ведения электронных журналов.....	19
3 Внедрение автоматики для фиксации дефектов, нарушений и управления технологическими процессами турбоагрегата Т-100	22
3.1 Описание турбины и вспомогательных элементов.....	22
3.2 Назначение внедряемого комплекса автоматики турбоагрегата Т-100.....	27
3.3 Концепция контроля и управления оборудованием.....	31
3.4 Структура системы и средства связи для информационного обмена между компонентами системы.....	34
3.5 Взаимосвязь со смежными системами.....	36
3.6 Режимы функционирования и диагностирование работы системы.....	38
3.7 Численность, квалификация и функции обслуживающего персонала.....	39

3.8 Сведения об обеспечении заданных потребительских характеристик системы.....	40
3.9 Состав функций, реализуемых системой.....	43
3.10 Комплекс технических средств, его размещение на объекте.....	45
3.11 Состав программных средств.....	46
4 Внедрение автоматики для фиксации нарушений и управления технологическими процессами на электродвигателях 6 кВ.....	50
4.1 Основные типы электродвигателей.....	50
4.2 Допустимые режимы работы электродвигателей.....	51
4.3 Подготовка электродвигателя к пуску.....	54
4.4 Фиксация нарушений в работе присоединений РУСН-6кВ на цифровых микропроцессорных блоках БМРЗ.....	56
4.5 Фиксация нарушений в работе присоединений программно-техническим комплексом «Нева».....	63
Заключение.....	69
Список используемых источников.....	71

Введение

Работа посвящается внедрению единого электронного журнала дефектов и отказов электрооборудования на ТЭЦ ВАЗа с целью снижения аварийности.

В настоящее время Группа «Т Плюс» объединяет 61 электростанцию, среди которых 52 ТЭЦ. Это в свою очередь тысячи рабочих мест. И, конечно, огромное количество оборудования.

ТЭЦ ВАЗа является одной из наиболее крупных теплоэлектростанций в Европе, которая в свою очередь вырабатывает до 40 % электроэнергии и около 30 % теплоэнергии от всей производимой в Самарском регионе.

Гигантский масштаб ТЭЦ ВАЗа легко понять всего лишь представив ее цеховой состав. ТЭЦ состоит из основных и вспомогательных цехов. К основным относятся: турбинный цех, котельный цех, химический цех и их подразделения. К вспомогательным относятся: электрический цех, цех по контрольно-измерительным приборам и автоматике (КИП), ремонтно-мастерское отделение и их структурные подразделения.

В производственном цикле ТЭЦ 504 наименования электродвигателей и это только те, что постоянно задействованы. Поэтому обеспечение питания собственных нужд (далее С.Н.) станции и содержание в рабочем состоянии этих электродвигателей – «важнейшая и ответственная задача начальника смены станции (НСС) и начальника смены электроцеха (НСЭ) как в нормальных, так и в аварийных условиях.

Ответственность за обеспечение питания С.Н. и безаварийную работу важных электродвигателей ТЭЦ лежит в полной мере на» [8] начальнике смены станции.

Но помимо важных электродвигателей на ТЭЦ ВАЗа задействовано:

- 41 трансформатор классом напряжения 6/0,4 кВ,
- 6 трансформаторов классом напряжения 10/6 кВ,
- 3 трансформатора классом напряжения 18/6 кВ,

- 2 трансформатора классом напряжения 110/6 кВ,
- 3 трансформатора классом напряжения 110/10 кВ,
- 3 трансформатора классом напряжения 220/18 кВ,
- 1 автотрансформатор с классом напряжения 220/110/10 кВ,
- 2 трансформатора с классом напряжения 220/110/35/10 кВ,
- 2 вольтодобавочных трансформатора классом напряжения 35 кВ,
- 11 турбогенераторов,
- 14 котлов

и еще много различных выключателей, разъединителей, пусковой аппаратуры, освещения, автоматов, измерительной аппаратуры и прочего.

Всё вышеперечисленное должно находиться в исправном, рабочем состоянии, так как от этого зависит рабочий цикл всей станции. [1]

Целью диссертации является продление срока жизни и повышение эффективности эксплуатации электрооборудования на ТЭЦ ВАЗа.

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать имеющуюся систему регистрации дефектов и отказов электрооборудования на ТЭЦ ВАЗа, а также виды дефектов. Определить ответственных лиц за устранения дефектов.

2. Разработать эффективный метод выявления и регистрации дефектов на турбогенераторах.

3. Разработать эффективный метод выявления и регистрации дефектов на электродвигателях напряжением 6 кВ.

4. Провести обоснование выбранных методов регистрации дефектов и отказа электрооборудования на ТЭЦ ВАЗа.

1 Описание энергообъекта и его особенности

1.1 Важные потребители ТЭЦ ВАЗа

Масштаб ТЭЦ ВАЗа можно оценить лишь с большой высоты (рисунок 1). В турбинном цехе расположены турбогенераторы, электродвигатели 6 и 0,4 кВ, силовые сборки, распределительные устройства 6 и 0,4 кВ, аккумуляторные батареи, релейная защита, средства измерений и автоматики, кабельные трассы, сеть освещения и сварки. Все это оборудование является неотъемлемой частью турбинного цеха.



Рисунок 1 – Общий вид ТЭЦ ВАЗа

В котельном цехе расположены электродвигатели 6 и 0,4 кВ, силовые сборки, релейная защита и автоматика, средства их измерений, сеть освещения и сварки, кабельные трассы. Все это оборудование является неотъемлемой частью котельного цеха.

Персонал группы по ремонту электродвигателей, освещения и распределительных устройств ТЭЦ ВАЗа ЦРС, группы по ремонту аппаратуры РЗА ТЭЦ

ВАЗа ЦРС, участка собственных нужд ЭТЛ и электромонтеры по обслуживанию электрооборудования электростанций заняты на обслуживании и ремонте оборудования турбинного, котельного и других цехов электростанции. Для этого персонала в электрическом цехе ведется учет рабочего времени, фактически отработанного на оборудовании котельного и турбинного цехов.

В настоящее время на ТЭЦ Волжского автозавода есть 504 важных электродвигателя, за состоянием которых нужно постоянно следить и содержать эти двигатели в рабочем техническом состоянии. Без этих двигателей нормальная работа цикла ТЭЦ невозможна.

В действительности все не так уж и хорошо. Некоторые электродвигатели, их пусковая или трубная обвязочная часть имеют дефекты, которые затрудняют или вовсе делают невозможным работу того или иного оборудования.

Зачастую про дефект на оборудование, находящимся в горячем резерве, вспоминают в момент перехода с рабочего электродвигателя на резервный. Как показывает практика, именно в этот момент, поступает информация, что резервный электродвигатель или его обвязка имеют тот или иной дефект и поэтому нет возможности перейти на него и изменить цикл.

Описанная выше ситуация происходит постоянно из-за отсутствия нормальной, рабочей системы регистрации дефектов. Такая система просто необходима для стабильной работы оборудования. [2]

Также бывают ситуации, когда руководитель одного из структурных подразделений дает заявку другому структурному подразделению на ввод того или иного оборудования в работу. При подключении оборудования происходит следующие: персонал, который должен был выполнить подключение докладывает о том, что подключение выполнить невозможно, так как данный двигатель или его обвязка находятся в ремонте.

Такая ситуация не произошла бы, если бы была выполнена система регистрации дефектов с указанием даты начала и окончания ремонта.

1.2 Нормальная схема собственных нужд

«Схема питания электрооборудования собственных нужд (далее по тексту - С.Н) ТЭЦ ВАЗ построена по блочному принципу: питание секций 6 кВ блока осуществляется от фидера-отпайки данного блока, фидеры 1Р-4Р, 7Р,8Р,10РБ-11Р находятся в работе только при работающих генераторах, фидеры 5Р, 6Р, 9Р и 1РО находятся в работе при включенных автотрансформаторах связи 5ГТ,6ГТ и 8ГТ.

Понижающий трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения, т.е. от одного трансформатора С.Н. питаются секции С.Н. 6 кВ разных котлов: от фидера 7Р питаются секции 7Р и 8Р, от фидера 8Р питаются секции 9Р,1РО; от фидера 9Р - секции 11РА,10РБ; от фидера 10Р - секции 13РА,12РБ и от фидера 11Р - секции 14РА и 14РБ, т.е. блочный принцип питания С.Н. строго выдерживается. Рабочее питание секций 0,4 кВ блока осуществляется от тр-ра 6/0,4 кВ, подключенного к секции 6 кВ.

Достоинством схемы С.Н. 6 кВ и 0,4 кВ блоков является дублирующие механизмы С.Н. блока питаются с 2-х секций 6 кВ и 0,4 кВ.» [12] То есть, получается, как и с электродвигателями – есть резерв. Что максимально делает безопасным имеющуюся схему. Это очень важно для питания внутренних потребителей, чтобы постоянно поддерживать рабочий цикл предприятия. [6]

Однако при дефекте на одном из вводов данное преимущество теряется и безопасность нормального протекания рабочего цикла опять остается под угрозой.

Выводы по разделу

Проанализирован энергообъект и установленное на нем электрооборудование. Проведен анализ нормального режима работы выбранного энергообъекта. Сделано описание схемы собственных нужд ТЭЦ ВАЗа.

2 Ситуация на объекте в настоящее время

2.1 Ситуация с ведением оперативной документации и документооборотом на ТЭЦ ВАЗа

Ведение и составление оперативной документации на ТЭЦ ВАЗа занимает большую часть времени как у руководителей и линейных руководителей, так и у оперативного персонала в целом. Как и с регистрацией дефектов, дела с основной документацией очень запущены. Как правило большее количество документации либо уже просрочено и требует пересмотра, либо в ней допущены грубые ошибки, и она нуждается в пересмотре. [29] А часть нужной документации в конечном итоге вообще не доходит до адресата, теряясь в канцелярии или у линейных руководителей.

Из-за этих проблем, например, очень часто происходит срыв допусков, как командированного персонала, так и местного ремонтного. Это происходит из-за того, что допускающий не получил списки лиц, допущенных к проведению работ в электроустановках, не может сравнить группы по электробезопасности и т.д.

Так же проблема состоит в проведении самих допусков, из-за некорректных нарядов, а именно допущенных в них ошибках и неточностях. Из-за этого, найдя ошибку в наряде, подготавливающий рабочие места персонал в ночную смену, откладывает подготовку и возвращает некорректный наряд на главный щит управления (далее по тексту – ГЩУ). [13] После этого утренняя смена передает наряд выдавшему его лицу, оно его переписывает и возвращает его на ГЩУ. Как правило по таким нарядам, допуск не состоится на 50%, так как из-за большой загруженности руководящего состава и допускающих, время на допуск не остается. Поэтому работа будет отложена еще на сутки.

2.2 Лица ответственные за ремонт

Дефекты в процессе производственного цикла ТЭЦ можно поделить на быстро устранимые и требующие серьезного и качественного ремонта.

В первом случае отдефектовать и произвести ремонт может оперативный персонал станции, находящийся на смене. В этом случае лицом ответственным за данный дефект будет начальник структурного подразделения, чей оперативный персонал отдефектовал и устранил неисправность.

В случае, когда сил оперативного персонала на смене оказывается недостаточно, ремонт считается сложным и устранение дефекта передается ремонтным подразделениям основных или вспомогательных цехов. Ответственным за устранения дефекта в таком случае будет мастер такого структурного подразделения.

Однако, ремонтный персонал не может приступить к своей деятельности, пока оперативный персонал, в чьем ведении находится оборудование, не выведет его из рабочего в ремонтное состояние. За вывод и ввод оборудования отвечает начальник смены, в чьем оперативном управлении оно находится.

Из вышеописанной ситуации видно, что определение ответственных лиц за вывод/ввод и ремонт оборудования очень важно. [7]

2.3 Понятие дефекта на предприятии

«Анализируется понятие дефекта в техническом объекте, определяется понятие эксплуатационного дефекта, исследуется многообразие отношений дефектов и их различных диагностических показателей.» [20]

Понятие искажения или отклонения от нормы, отражаемое термином «дефект», является по сути одним из критериев оценки «исследования технической составляющей чего-либо. [24] Данный термин получил свое широкое применение во многих областях научно-практической деятельности

человека. В самом обобщённом смысле, под термином «дефект» (от лат. defectus» [8] «недостаток, отклонение или изъян) принято понимать некое значимое отклонение от установленной кем-либо нормы чего-либо. В содержании термина «дефект» родовой признак – это «отклонение», которое в данном случае является синонимом «изменению» и определяет объективную сущность дефекта. Изменение не зависит от фиксирующего его субъекта. Видовой признак данного термина – «недопустимое» и «норма» определяет субъективную окраску. Кто-то устанавливает норму и определяет уровень отклонения, который считается недопустимым.

На предприятии под дефектом» [19] понимают самые разные отклонения от нормы: начиная от перегоревшей лампочки и отсутствия смотрового окошка в выключателе и заканчивая такими серьезными вещами, как трещины в изоляторах, сгоревшие электродвигатели, утечки водорода.

В нашем случае, на предприятии ТЭЦ ВАЗа, обилие разнообразных видов дефектов стремится к десяткам тысяч. Каждый день регистрируются все новые и новые дефекты, которые так или иначе являются отклонением от установленной на предприятии нормы и которые так или иначе могут сказаться на работе самого предприятия в целом, так и на отдельных сотрудниках в частности.

Наиболее частыми дефектами являются:

- отсутствие освещения по причине перегорания ламп (LED, люминесцентных, накаливая и т.д), запаривание и заливание сборок освещения, неисправности самих светильников, выгорание или короткое замыкание кабеля, разобранный схема;
- наличие заливаний в цехе, на секциях, из-за дефектов, связанных с кровлей, дырявыми трубопроводами по воде, открытыми дренажами, выходом уровня воды из баков;
- сгоревшие электродвигатели из-за таких причин как запаривание, заливание, работа в режиме постоянного перегруза, не соблюдение теплового режима, выгорание вывод электродвигателя, разрушение

изоляции, заклинивание подшипников как самого электродвигателя, так и насоса, в паре с которым он работает;

- утечки водорода в электролизных установках и самих генераторах из-за дефектов в системе соединения трубопроводов, уплотнений, изнашивание прокладок на вентилях;
- сколы и трещины на изоляторах линейных, обходных и шинных разъединителей из-за перепадов температур и различных механических воздействий во время проведения переключений;
- выходы из строя приборов учета и регистрации из-за дефектов с кабелем и выходом из строя различных компонентов этих приборов.

И с каждым годом видов дефектов, а также выявляемых их объемов становится больше. Следовательно работы над ними ведется все больше и больше.

Рост дефектов объясняется различными факторами, такими как:

- изменение технических регламентов,
- ввод новых правил в области охраны труда,
- изнашивание оборудования,
- изменение технологических процессов.

На ряду с вышеперечисленными факторами также нельзя отрицать изменения связанные с изменением квалификации самих участников технологического процесса. Так как немалая часть таких сбоев, а именно, порядка 15% именно из-за не компетенции персонала эксплуатирующих это оборудование. Так как сложные технические процессы происходят с большой скоростью, что человек не успевает даже осознать происходящее.

2.4 Ситуация с регистрацией дефектов в настоящее время на ТЭЦ ВАЗа

В настоящее время регистрация дефектов ведется в письменном виде у каждого начальника смены подразделения отдельно. Дефект обнаруживается либо проверяющим лицом, либо любым сотрудником станции. После нахождения того или иного дефекта, определяется принадлежность, к какому цеху или службе он относится. Далее происходит обращение к ответственному лицу, насчет выявленного дефекта и его регистрация. Данный метод фиксации дефектов не эффективен, так как при такой регистрации нет взаимодействия между смежными подразделениями. Очень часто оказывается так, что ремонтные подразделения даже не знают о том, что какое-то оборудование нужно брать ремонт.

Отписка же отремонтированного оборудования выполняется в журналах отписок, который находится у оперативного персонала в одном экземпляре. Из-за этого руководители очень часто оказываются в неведении какое оборудование уже отписано и может быть введено в работу.

2.5 Методы решения существующих проблем в фиксации дефектов

В данный момент времени существует большое количество способов решить возникшую проблему. От самых простых и менее эффективных до современных технологических подходов.

Самым простым и наименее трудоемким способом будет создание целой системы журналов, которые будут храниться на каждом участке у каждого мастера и его бригады, дублирующий журнал будет храниться на главном щите управления (ГЩУ), дублироваться по центральным тепловым щитам управления (ЦТЩУ) с 1 по 3, а также храниться в комнатах допусков у СДЭМ (старший дежурный электромонтер), старшего машиниста турбины (СМТ), старшего машиниста котла (СМК), у начальников смен электрического

цеха(НСЭЦ), котельного цеха (НСКЦ), турбинного цеха (НСТЦ), начальник смены цеха ТАИ, начальников цехов(НЭЦ, НКЦ, НТЦ), в отделе ПТО и у ведущего инженера по ремонту. Как видно из перечня лиц, которые будут участвовать во взаимодействии в этой цепочке – это все приведет к тому, что система упростится опять всего лишь до нескольких журналов, как это реализовано сейчас. А все это произойдет из-за того, что не получится организовать правильную и своевременную передачу дефектов. [17]

Как видно из рисунка 2 получается слишком много линий взаимосвязи, что ухудшает выполнение поставленной задачи и мешает слаженному отлаженному процессу. При отсутствии взаимосвязи где-то в одном месте, теряется связь между субъектами. Информация может отразиться некорректно или вообще не дойти до нужного журнала или до нескольких журналов. Из-за этого дефект может не записан и не устранен. [21]

Также в данном методе фиксации и регистрации удобно то, что руководство предприятия может отследить на каком этапе остановилось решение проблемы. Какое лицо не ответило на обращение и не предприняло никаких мер. Пример ведения электронного журнала представлен на рисунках 4 и 5.

Данный метод хорош тем, что при регистрации всего лишь одним лицом в этом журнале – информация о дефекте попадет ко всем участникам автоматически, что, в свою очередь, решает проблему уведомления и доведения информации до персонала на все 100%. Пример журнала внешнего вида журнала приведен на рисунке 3.

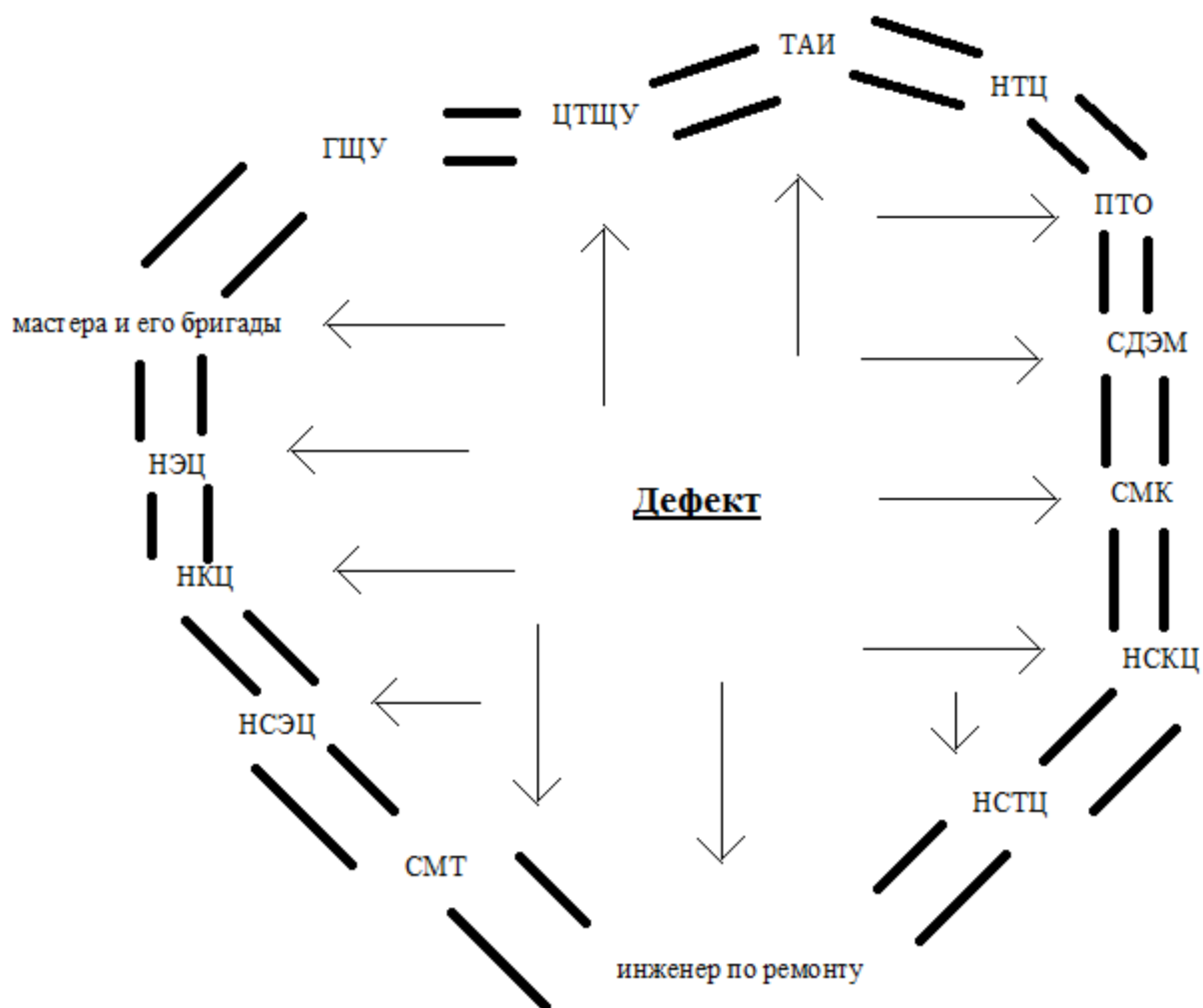


Рисунок 2 - Упрощенная схема взаимодействия ответственных лиц с дефектом

Наиболее эффективным методом можно считать метод электронной регистрации дефектов. К данному методу можно прийти благодаря электронной фиксации дефектов в электронном журнале предприятия. Так как компьютеры стоят у всех из перечисленных лиц выше, внедрение данного метода не составит особых проблем. Не потребуется закупка дополнительного оборудования, а, следовательно, с экономической точки зрения делает внедрение данной системы еще интереснее.

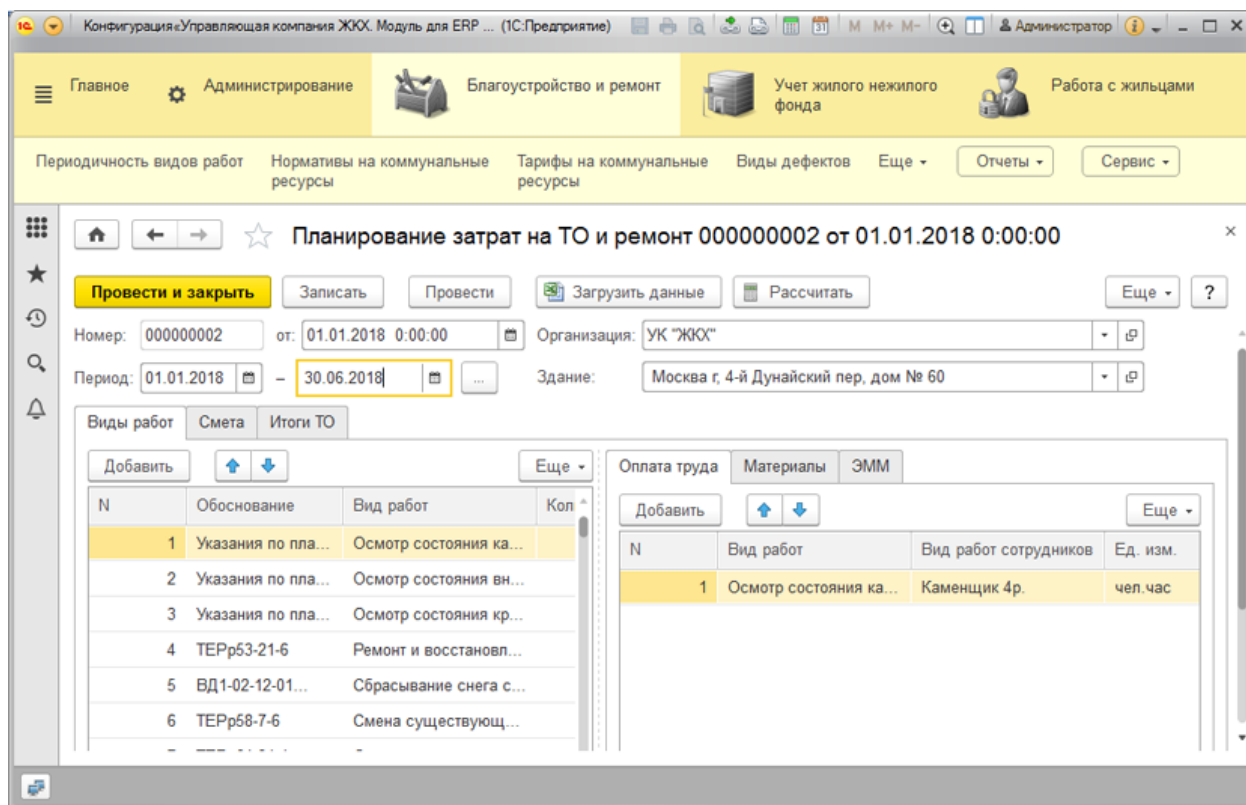


Рисунок 3 - Примерный вид электронного журнала регистрации дефектов

Еще одним методом решения данной проблемы может стать введение нового регламента работы с дефектами и обращениями сотрудников. Что в себя включает внедрение нового регламента:

- регистрация дефектов будет производиться отдельно созданным органом, деятельность которого будет направлена принятию жалоб сотрудников на наличие того или иного дефекта, на фиксацию дефектов в ведомости дефектов и в журнале дефектов; а также доведения информации о дефекте всем смежным цехам и подразделениям, которые связаны так или иначе с тем оборудованием, на котором обнаружен дефект. Ну и, конечно, сопровождение документации и всех работ по локализации дефекта, устранения дефекта и создания отчета по выполнению;
- помимо нового органа, добавляется дополнительная документация для ведения документа оборота, которая включает в себя журналы

- инструктажей и ознакомления, в которых всем участникам цепочки номер один, придется ставить визы и ознакомливаться лично;
- из-за добавления новой технической документации усилится надзор за ее ведением. Следовательно это приведет к увеличению штата отдела по контролю за охраной труда и техникой безопасности. А также отдела энергетической безопасности объекта.

The screenshot shows a web browser window with the URL <https://resk.sap-npp.rae-holding.com/403/edf/add/>. The page has a header with navigation links: 'МАРШРУТЫ', 'ОБХОДЫ', 'СТАТИСТИКА', 'ЗАГРУЗКА ИЗМЕРЕНИЙ', and 'ЭЖД'. The main content area is titled 'Добавление дефекта / Выбор завода' and includes a 'СОХРАНИТЬ' button. The form is divided into several sections: 'Данные регистрации дефекта' with fields for 'Номер дефекта SAP' (7621), 'Заказ SAP', 'Открыто', and 'Дата/время обнаружения дефекта' (23.06.2021 00:29); 'Описание дефекта' with a text area; and a list of departments: 'Цех/подразделение' (ЦАИТ, ЭЦ, КЦ, ТЦ, ХЦ, Гараж, ОМТС, АХЦ, оппр, УТП кц). There are also buttons for 'ПОИСК' and 'ДЕРЕВО'.

Рисунок 4 – Форма для внесения дефектов

Это только часть тех изменений, которые потребуются для ведения нового регламента. А прибавив сюда затраты на создание дополнительных рабочих мест – такой вариант становится менее интересным с финансовой точки зрения. Да и исходя из трудоемкости, этот способ едва ли лучше, чем первый. А учитывая возраст оборудования, количество отработанных часов, которое увеличивается с каждым годом, и количество самого оборудования в целом, так и того, на котором выявлены те или иные дефекты, введение нового

регламента будет спасением лишь на недолгое время. И к тому же приведет к росту штата сотрудников, число которых будет стремиться к бесконечности.

Система НЕВА ГЩУ НЕВА

МАРШРУТЫ ОБХОДЫ СТАТИСТИКА ЗАГРУЗКА ИЗМЕРЕНИЙ ЭЖД

СОХРАНИТЬ

ДЕФЕКТ ВЛОЖЕНИЯ ФОТО 1 ИСТОРИЯ ИЗМЕНЕНИЙ 3

Данные регистрации дефекта

Номер дефекта SAP 000010296322 Заказ SAP Отложено

Предприятие 7621 ТЭЦ ВАЗа Основная Деят. Цех/подразделение ЭЦ

Описание дефекта

щит-1 ХЦ, пан. ХВ-8, КУ вентилятора к декарбонизатору №1 и №3, не фиксируется в положении "вкл" Богомолец

Визы и замечания начальника цеха

Приоритет В – Устр. в течение 30 суток Визы и замечания нач. цеха

Требуемый срок устранения Требуемый срок устранения

Способ устранения НЕ ВЫБРАНО

Ответственные за устранение

Ответственный Организация подрядчик

Отметка об устранении

Поиск ДЕРЕВО

ТМ: К6304-EOS - Электротехн оборудов собственных нужд

Тех Объект К6304-EOS Электротехн оборудов собственных нужд

Дата/время обнаружения дефекта 21.11.2021 13:56

Дата/время записи в систему 21.11.2021 13:58

Рисунок 5 – Пример зарегистрированного дефекта

Такой способ нельзя назвать рациональным хоть он и решит на какой-то срок поставленные проблемы. Но в целом, в будущем, он ни к чему не приведет.

Таким образом мы получаем, что наиболее рациональным будет метод, по созданию электронного журнала. Этот метод является наиболее инновационным, а значит будет актуален для решения проблем не только на данном этапе развития, но и дальше. Также метод электронной регистрации является наиболее простым методом для внедрения, так как трудоемкость и денежная потребность в данном случае стремится к нулю. В совокупности это

все дает то, что данный метод наиболее подходит для внедрения в среду предприятия.

2.6 Анализ существующих программ для ведения электронных журналов

В настоящее время существует множество разновидностей программного обеспечения для ведения электронных журналов. Выбор зависит от множества факторов.

Оценку и выбор программного обеспечения будем производить по следующим критериям:

- понятный и дружелюбный к пользователю интерфейс,
- возможность интеграции в программную среду Windows,
- работа в одной локальной сети со множеством пользователей и разной удаленностью, так как в состав Самарского филиала входят пять ТЭЦ и одна ГРЭС,
- возможность создание архивов старых данных для хранения,
- системные требования должны удовлетворять уже установленным на предприятии персональным компьютерам,
- постоянная техническая поддержка,
- развитие продукта и внесение изменений в связи с возникшими нуждами пользователя,
- основной акцент на электронный документооборот и коммуникацию между различными подразделениям,
- стоимость внедрения и обслуживание.

Так на рынке, в данный момент, есть несколько видов программного обеспечения:

- контур,
- 1С: Предприятие,
- мое дело,

- мой офис,
- деловод,
- clipper,
- небо,
- WebZvit,
- офисофф.

Из перечисленного списка рассмотри каждый вид программы и оценим его по выбранным ранее признакам.

Программное обеспечение «Контур» было рассмотрено по ранее выбранным признакам и не соответствовало некоторым из них. Самым важным параметром отклонение было несоответствие нацеленности на документооборот. По этим же признакам из списка были исключены такие программы, как «мое дело», «деловод», «мой офис».

Так же не удовлетворили требованиям такие виды softa как «небо», «офисофф». В данных программах на первоначальном этапе рассмотрения отсутствовал потенциал развития в среде рассматриваемого предприятия из-за изначальной структурной формы программного обеспечения.

Такие программы как «WebZvit» и «clipper» были исключены из списка используемых программ из-за несоответствия пунктам касательно интерфейса, нацеленности на документооборот отсутствие постоянной техподдержки, видоизменения программного обеспечения под нужды пользователя.

Программное обеспечение «1С: Предприятие» было проверено по всем пунктам изначального списка требований и соответствовало каждому из них. Поэтому решение о ведение документооборота касательно дефектов было сделано в пользу данного ПО.

Но интеграция данного ПО решит только проблему фиксации нарушений, обнаруженных лично персоналом и никак не скажется на выявлении дефектов на раннем этапе их проявления. Поэтому применение

данного программного обеспечения должно идти в комплексе с другими системами автоматизации.

В связи с этой ситуацией началось внедрение комплексных мер для борьбы с дефектами, возникающими в ходе работы станции. В комплекс этих мер входит не только внедрение программного обеспечения 1С:Предприятие, а также модернизация основного оборудования и автоматики электростанции в целом. Изменения касаются абсолютно всех цехов станции: химический цех, электрический цех, котельный цех, турбинный цех и цех ТАИ.

Выводы разделу.

«Обоснована необходимость в проведении мероприятий» [5] по внедрению электронного журнала отказов и дефектов, а также в целом электронного журнала событий и работы на предприятии ТЭЦ ВАЗа.

По результатам собранной информации можно прийти к выводу, что наиболее оптимальное внедрение будет происходить на базе платформы 1С. Это позволит более обширно соединить все возможные функции в одно целое как внутри энергообъекта, так и в масштабе нескольких станций.

Таким образом принято решение производить внедрение именно платформы 1С предприятие с некоторыми доработками под нужды и запросы конечного потребителя, то есть ТЭЦ ВАЗа.

3 Внедрение автоматики для фиксации дефектов, нарушений и управления технологическими процессами турбоагрегата Т-100

3.1 Описание турбины и вспомогательных элементов

Объектом автоматизации является турбоагрегат «типа Т-100 номинальной мощностью 105 МВт, частотой вращения 3000 об/мин с конденсацией и двумя регулируемыми отборами пара на теплофикацию. Турбина предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВФ-120-2 мощностью 120 МВт с водородным охлаждением» [6] «и отпуска тепла для нужд отопления.» [25] Технические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики ТГ – 4

Наименование данных	Ед. изм.	Стационарный номер генератора
		4
1	2	3
Тип генератора		ТВФ
Акт. мощность	кВт	120000
Полная мощн.	кВА	141200
Напряжение статора	В	10500
Ток статора	А	7760
Ток ротора	А	1833
Напряжение возбуждения	В	296
Коэф. мощности		0,8
Частота вращения	$\frac{\text{об.}}{\text{мин.}}$	3000
Частота	Гц	50
Раб. давление водорода	$\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	2,5
Чистота водорода не ниже	%	98

Продолжение таблицы 1

1	<u>2</u>	3
Тех.давление водорода	$\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	3,5
Ном. темпер-ра охладж. газа	°С	40
Ном. темпер-ра охладж. воды	°С	33
Охлаждение статора	косвенное водородное	
Охлаждение ротора	непосредственное водородное	
Предельно-доп. температуры обмотки (меди) статора	°С	110
Критическая скорость	$\frac{\text{об.}}{\text{ин.}}$	1500
Марка щеток контактных колец		ЭГ-4
Система смазки подшипников		принудительная
Давление масла на смазку	$\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	0,3-0,5
Тип уплотнения вала		торцевая масляная
Ном. перепад «масло-водород»	$\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	0,3-0,8
Тип газоохладителей		ОГВП-100
Кол-во газоохладителей	шт.	6
Расход охлаждающей воды	$\frac{\text{м}^3}{\text{час}}$	400
Число ходов воды		2
Макс. давление воды	атм	3
Газовый объем статора с введенным ротором	м ³	50

Генератор состоит из следующих основных узлов: статор, ротор, газоохладители, опорные подшипники, траверса со щетками, уплотнения вала.

В состав оборудования турбины входят:

- конденсаторная группа КГ 2-6200-1 – 2 шт.;
- эжектор основной ЭП-3-2 - 2 шт.;
- эжектор пусковой ЭП-1-1600-3 – 1 шт.;
- сальниковый подогреватель ПС-100 - 1 шт.;
- подогреватель низкого давления ПНД-200-1 (ПНД-1) – 1 шт.;

- подогреватель низкого давления ПНД-200-2 (ПНД-2) – 1 шт.;
- подогреватель низкого давления ПНД-250-1 (ПНД-3) – 1 шт.;
- подогреватель низкого давления ПНД-250-2 (ПНД-4) – 1 шт.;
- подогреватели высокого давления ПВ-425/230 (ПВД-5, ПВД-6, ПВД-7) – 3 шт.;
- насосы конденсатные турбины КСВ-300-160 – 2 шт.;
- насосы конденсата бойлеров КСВ-300-160 – 3 шт.;
- насос сливной ПНД-2 КС-30-150 – 1 шт.;
- насос сливной ПНД-3 КС-80-150 – 1 шт.;
- сетевые насосы СЭ-2500-130 – 2 шт.;
- насосы подпорные сетевые I ступени СЭ-2500-60 – 2 шт.;
- насосы подъемные газо- и маслоохладителей Д300-190 – 2 шт.;
- маслонасос главный;
- маслонасос пусковой 8 МС 7М – 1 шт.;
- маслонасос смазки резервный Д200-36 – 1 шт.;
- маслонасос смазки аварийный Д200-95 – 1 шт.;
- маслонасос уплотнений генератора аварийный ЭМН10/10 – 1 шт.;
- маслонасос уплотнений генератора резервный ЭМН10/10 – 1 шт.;
- маслоохладители МП-45 – 6 шт.;
- охладители лабиринтового пара ХЗ-7-550;
- инжектор МОУ НМ-2;
- маслоохладитель МОУ МОВ-10;
- валоповоротное устройство;
- температурный контроль генератора;
- водородное охлаждение генератора;
- сетевые подогреватели горизонтальные (ПСГ-1,2) -2 шт.

«Турбина представляет собой трехцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД, ЦСД и ЦНД, имеющий 25 ступеней. Свежий пар от стопорного клапана по перепускным трубам поступает к 4-м регулирующим клапанам цилиндра

высокого давления (ЦВД). Паровпуск в ЦВД находится со стороны среднего подшипника.» [7]

Пар на лабиринтовые уплотнения подается из пароуравнительной деаэраторов 7 ата через регулирующий клапан.

Подогрев питательной воды осуществляется в 7-ми подогревателях низкого и высокого давления, «два из которых питаются паром из отопительных отборов,» [27] а остальные после 19, 17, 11, 14 и 9 ступеней.

Конденсационное устройство турбины состоит из конденсаторных групп. Конденсаторная группа в свою очередь включает в себя два поверхностных, двухходовых конденсатора:

- двух основных трехступенчатых эжекторов;
- двух центробежных конденсатных насосов;
- устройство для срыва вакуума, состоящего из задвижки;
- «регулятора уровня конденсата в конденсаторе» [22] и рециркуляции, «который сдвоенным клапаном обеспечивает автоматическое поддержание уровня в конденсаторе на заданном задатчиком» [9] положении.

«Масляная система турбины заполняется маслом марки ТП-22. Подача масла в систему производится центробежным насосом, питающим маслом проточные элементы системы регулирования и через специальный инжектор» [10] «систему смазки турбины. На всасывающей линии силового насоса установлен так называемый главный инжектор, создающий избыточное давление около 0,4 кг/см² на всасе насоса, а также подающий масло на всас инжектора смазки. Давление масла в системе регулирования 14 кг/см², а в системе смазки после» [30] масло-охладителей 0,6-0,8 кг/см².

«Для пуска турбины установлен пусковой маслонасос производительностью» [10] 300 м³/ч «при напоре 240 м вод.ст. Напор 240 м вод.ст. необходим для гидроиспытаний масляной системы после монтажа.» [10] Затем часть рабочих колес снимается, что приводит к снижению давления силового масла. При пуске турбины и других необходимых случаях работы

насоса давление 14 кг/см² обеспечивается за счет прикрытия напорной задвижки и сброса части масла на всас насоса. Для снабжения маслом подшипников при останове турбины установлены два масляных электронасоса. Один из них «приводится электродвигателем переменного тока мощностью 20 кВт при 1450 об/мин, напряжением 380 В, второй электродвигатель постоянного тока мощностью 21 кВт» [31] при 1580 об/мин и напряжением 220 В, питающимся от аккумуляторных батарей.

Для автоматического включения маслонасосов смазки устанавливается реле давления на ТГ-7,8, а на ТГ-3-6 - ЭКМ в системе смазки, которое включает электронасос смазки переменного тока при снижении давления до 0,5 кг/см².

В случае дальнейшего снижения давления масла на смазку до 0,4 кг/см² включается насос постоянного тока, а при давлении ниже 0,25 кг/см² отключается валоповоротное устройство. При этом же давлении подается импульс на отключение турбины.

«Для сбора сигналов используется набор станций распределенного ввода-вывода ET200M, которые содержат аналоговые и дискретные модули ввода для сбора информации от датчиков и связаны» [11] с резервированным контроллером S7-417H, расположенным в шкафу контроллеров № 1 CJJ02 посредством резервированной сети PROFIBUS. Станции распределенного ввода-вывода установлены в шкафах сбора параметров № CJJ02- CJJ04, а и ET200M №5 CJJ05- CJJ09.

Контроллером осуществляется алгоритмическая обработка собранной информации, включающей следующие показатели технологического процесса:

- текущие значения технологических параметров;
- информацию о состоянии технологических защит и блокировок;
- информацию о положении исполнительных механизмов;
- информацию о положении запорной арматуры;
- информацию о состоянии двигателей механизмов;
- информацию о состоянии электротехнических устройств.

Сбор, отображение информации и архивирование информации осуществляется на двух «автоматизированных рабочих местах операторов-технологов (АРМ ОТ №1, 2), АСУ ТП» [28] ТА-4, работающих под управлением SCADA–системы WinCC установленных на пульте группового щита управления. Обмен информацией между инженерной станцией АСУ ТП и автоматизированными рабочими местами оперативного персонала ОТ №1, 2 «осуществляется на основе клиент-серверного взаимодействия WinCC через специальные серверные пакеты данных через» [11] сеть Ethernet.

3.2 Назначение внедряемого комплекса автоматики турбоагрегата Т-100

Внедряемый комплекс, внешний вид диалогового окна, которого представлен на рисунке 6, автоматизированной системы управления технологическими процессами турбоагрегата (далее АСУ ТП ТА-4) предназначен для:

- «обеспечения управления оборудованием для реализации главной функции - производства электрической и тепловой энергии, пара для промышленных нужд в базовом и регулирующем режимах работы турбоагрегата;
- обеспечения персонала своевременной, достоверной и достаточной информацией о ходе технологического процесса и состоянии основного оборудования для возможности оперативного управления;
- повышение надежности работы оборудования за счет передовых технологий контроля и управления;
- обеспечения персонала необходимой информацией (включая регистрацию событий, и диагностику состояния оборудования) для анализа, оптимизации, планирования работы оборудования и ведения технической отчетности;

- Меню** | **Установка** | **Мониторинг** | **График** | **Архив** | **Справка** | **Выход**

Параметры электромагнитного состояния ТА

№ ТА	УТС-3			ВУ		ЭП		УТС-Н		ППВ		ППВ		ППВ	
	I ₃₀	U _{ф3}	R _{ш3}	R _{мк}	R _{ли}	R _{мк}	R _{ли}	U _{вн}	R _{шн}	R _{мк}	R _{ли}	R _{мк}	R _{ли}	R _{мк}	R _{ли}
	кА	В	Ом	кОм	кОм	кОм	кОм	В	Ом	кОм	кОм	кОм	кОм	кОм	кОм
СЛБ-1 ПТ-60/75-120-13															
СЛБ-2 ПТ-60-120-13															
СЛБ-3 Т-100/120-130															
СЛБ-4 Т-100/120-130	0	0.00	1.1	0.003	0.007	0.000	0.016	0.00	250.0	0.004	0.010	0.000	0.010		
Условия	120	100.0	10.0	1.0	2.0	1.0	2.0	10.0	10.0	1.0	2.0	1.0	2.0	1.0	2.0
	1000		100.0					100.0							

Схематическое изображение: Р (Резерв) → УТС-3 → Турбина → ВУ → УТС-4 (30Т, 10В) → В (Воздушный) → ППВ (20В) → ЛВС (Линейный).

Контроль состояния КАСДЗ

№ ТА	УТС-3	КМТ-АМС	АМС-ПУО	БУО-ЛВС
СЛБ-1 ПТ-60/75-120-13				
СЛБ-2 ПТ-60-120-13				
СЛБ-3 Т-100/120-130				
СЛБ-4 Т-100/120-130				

Последние измерения

№ ТА	Вс. параметры	Тем.
СЛБ-1 ПТ-60/75-120-13		
СЛБ-2 ПТ-60-120-13		
СЛБ-3 Т-100/120-130		
СЛБ-4 Т-100/120-130	04.04.2012 08:00:00	04.04.2012 02:04:00

История | **Настройка** | **Справка** | **Выход**

На рабочем столе найдены неиспользуемые ресурсы

Настройка рабочего стола может использоваться для изменения внешнего вида рабочего стола, например, чтобы изменить его, щелкните эту ссылку.

ПУО-1

ПУО-2

ПУО-3

ПУО-4

ПУО-5

ПУО-6

ПУО-7

ПУО-8

ПУО-9

ПУО-10

ПУО-11

ПУО-12

ПУО-13

ПУО-14

ПУО-15

ПУО-16

ПУО-17

ПУО-18

ПУО-19

ПУО-20

ПУО-21

ПУО-22

ПУО-23

ПУО-24

ПУО-25

ПУО-26

ПУО-27

ПУО-28

ПУО-29

ПУО-30

ПУО-31

ПУО-32

ПУО-33

ПУО-34

ПУО-35

ПУО-36

ПУО-37

ПУО-38

ПУО-39

ПУО-40

ПУО-41

ПУО-42

ПУО-43

ПУО-44

ПУО-45

ПУО-46

ПУО-47

ПУО-48

ПУО-49

ПУО-50

ПУО-51

ПУО-52

ПУО-53

ПУО-54

ПУО-55

ПУО-56

ПУО-57

ПУО-58

ПУО-59

ПУО-60

ПУО-61

ПУО-62

ПУО-63

ПУО-64

ПУО-65

ПУО-66

ПУО-67

ПУО-68

ПУО-69

ПУО-70

ПУО-71

ПУО-72

ПУО-73

ПУО-74

ПУО-75

ПУО-76

ПУО-77

ПУО-78

ПУО-79

ПУО-80

ПУО-81

ПУО-82

ПУО-83

ПУО-84

ПУО-85

ПУО-86

ПУО-87

ПУО-88

ПУО-89

ПУО-90

ПУО-91

ПУО-92

ПУО-93

ПУО-94

ПУО-95

ПУО-96

ПУО-97

ПУО-98

ПУО-99

ПУО-100

ПУО-101

ПУО-102

ПУО-103

ПУО-104

ПУО-105

ПУО-106

ПУО-107

ПУО-108

ПУО-109

ПУО-110

ПУО-111

ПУО-112

ПУО-113

ПУО-114

ПУО-115

ПУО-116

ПУО-117

ПУО-118

ПУО-119

ПУО-120

ПУО-121

ПУО-122

ПУО-123

ПУО-124

ПУО-125

ПУО-126

ПУО-127

ПУО-128

ПУО-129

ПУО-130

ПУО-131

ПУО-132

ПУО-133

ПУО-134

ПУО-135

ПУО-136</

Целью внедрения «АСУ ТП ТА-4 является создание на основе серийно выпускаемых средств цифровой техники современной системы» [9] управления, контроля и фиксации, обеспечивающей:

- 28

- «требуемую точность, достоверность и своевременность предоставляемой персоналу оперативной информации;
- адаптивность к возможным изменениям технологического процесса и алгоритмов управления, сокращение затрат времени на ориентацию персонала в режимной и оперативной обстановке, своевременное выявление неполадок и отклонений;
- повышение надежности работы оборудования за счет уменьшения вероятности ошибочных действий персонала;
- улучшение культуры труда оперативного и обслуживающего персонала;
- автоматизацию ведения отчетной документации;
- снижение затрат на эксплуатацию и ремонт оборудования.» [13]

«АСУ ТП является» [14] «многоуровневой интегрированной человеко-машинной системой, работающей в темпе технологического процесса (реальном времени), и включающей в себя оперативный технологический и обслуживающий персонал и комплекс программно-технических средств.

Программно-технический комплекс (ПТК) АСУ ТП ТА-4 содержит следующие функциональные» [26] подсистемы:

- «сбора и первичной обработки значений технологических параметров и состояния полевого оборудования;
- графического отображения состояния технологического оборудования и полевого оборудования;
- предупредительной и аварийной сигнализации отклонений технологических параметров и состояния задач;
- подсистема регистрации значений технологических параметров и событий в системе;
- обеспечения связи с внешними (по отношению к АСУ ТП ТА-4) потребителями информации;
- автоматического регулирования;

- логического бесшагового управления технологическим оборудованием (технологические блокировки, в т.ч. АВР);
- технологических защит;
- дистанционного управления исполнительными органами и задачами;
- обработки приоритетов и формирования выходных команд управления исполнительными» [8] «устройствами;
- аварийного управления (останова) технологического оборудования;» [9]
- «архивирования - хранения данных за определенный период времени;
- регистрация и формирования отчетной документации;
- инструментальная (для сопровождения системы, настройки прикладных программ, информационной базы, программирования).

Работа всех подсистем АСУ ТП ТА-4 осуществляется путем взаимодействия всех видов обеспечения системы, а именно:» [23]

- «технического обеспечения - в виде совокупности средств вычислительной техники и других технических устройств, используемых при функционировании системы;
- лингвистического обеспечения - в виде совокупности средств и правил, используемых при взаимодействии эксплуатационного персонала с комплексом средств автоматизации;
- информационного обеспечения - в виде совокупности нормативной базы, классификаторов, документов и реализованных решений по объемам, размещению и формам существования информации;
- программного обеспечения - в виде совокупности программ, предназначенных для отладки, функционирования и проверки работоспособности АСУ ТП;
- метрологического обеспечения - в виде совокупности методов, правил и программно-технических средств, необходимых для

обеспечения единства измерений, требуемой точности измерений и вычислений;

- математического обеспечения в виде совокупности математических методов и алгоритмов;
- организационного обеспечения в виде совокупности документов, устанавливающих организационную структуру, права и обязанности эксплуатационного персонала в условиях функционирования, проверки и обеспечения работоспособности АСУ ТП.» [7]

«Режим работы АСУ ТП предусмотрен как непрерывный, с регламентными работами в период плановых остановов и ремонта основного оборудования.» [5]

3.3 Концепция контроля и управления оборудованием

«На турбоагрегате реализованы следующие виды контроля и управления:» [6]

- основной контроль с «ГРЩУ-1;
- автономные системы контроля, связанные с ПТК;
- аварийное управление с ГРЩУ-1;» [11]
- автономный контроль за теплотехническим и электротехническим оборудованием и другими внешними системами контроля и управления.

Внешний вид представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 - Пульта управления на ГРЩУ – 1

«Основной контроль и управление с ГРЩУ-1 осуществляется с автоматизированных рабочих мест» [11] ОТ №1,2, а также с АРМ инженера АСУ ТП (в том числе при выходе из строя АРМ ОТ №1, 2) с «использованием дисплеев, манипуляторов типа «мышь» и функциональных промышленных клавиатур.» [11] На рисунке 7 и 8 приведено изображение пульта управления на ГРЩУ – 1.

Автономные системы контроля, связанные с ПТК (АСКВД, ЭСЗО и т.п.), «передают информацию в ПТК АСУ ТП посредством системных шин или прямых кабельных связей.» [26]

«Аварийное управление реализуется посредством пульта аварийного управления (АПУ), который устанавливается в оперативном контуре ГРЩУ-1. Объем аварийного управления минимален и обеспечивает безопасное

отключение оборудования через ПТК или при выходе из строя ПТК. Команды от кнопок (ключей)» [14] АПУ поступают в схемы управления арматурой и механизмами, информация о нажатии кнопок (ключей) поступает в ПТК АСУ ТП для регистрации. Пример АРМ приведен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Пример АРМ на щите

Аварийное управление «механизмами собственных нужд осуществляется посредством кнопок аварийного отключения, устанавливаемых непосредственно у механизмов. Команды от кнопок поступают в схемы управления механизмами, информация о нажатии кнопок поступает в ПТК АСУ ТП для регистрации.» [4]

«Для дублирования дистанционного управления наиболее ответственных электроприводов запорных задвижек, регулирующих клапанов и механизмов предусмотрены ключи управления» [7] на панели в оперативном контуре ГРЩУ-1. Объем управления минимален и обеспечивает управление вышеуказанным оборудованием через ПТК или при выходе из строя ПТК. Команды от кнопок (ключей) управления арматурой и механизмами

поступают в схемы управления арматурой и механизмами, информация о нажатии кнопок (ключей) поступает в ПТК АСУ ТП для регистрации.

Для дублирования наиболее ответственных технологических параметров на панели ГРЩУ-1 установлены вторичные показывающие приборы, запитанные вместе с первичными датчиками от индивидуальных от ПТК схем электропитания. Объем контроля минимален и является достаточным для безопасного отключения турбоагрегата при выходе из строя ПТК.

Автономный контроль с МЩУ и по месту реализован для объектов неоперативного управления, для электротехнического оборудования, система контроля и управления которым реализована на других технических средствах. Кнопки (ключи) и «датчики технологических параметров постов автономного контроля и управления не связаны в ПТК АСУ ТП.» [11]

3.4 Структура системы и средства связи для информационного обмена между компонентами системы

АСУ ТП турбоагрегата ст. №4 ТЭЦ ВАЗа представляет собой многоуровневую иерархическую распределенную систему прямого цифрового управления в соответствии с технологической структурой объекта и иерархией задач управления. Структурная схема приведена на рисунке 9.

АСУ ТП ТА-4 состоит из следующих основных компонентов:

- а) шкаф контроллеров № 1, включающий в себя:
 - 1) резервированный контроллер SIMATIC S7-417H,
 - 2) одну станцию распределенного ввода-вывода ET200M;
- б) шкафа сбора параметров № 3, 4 которые содержит семь станций распределенного ввода-вывода ET200M;
- в) модуля связи с ЭСЗО;
- г) пяти шкафов распределенного ввода-вывода ET200M №1-5;
- д) серверного шкафа №2, который содержит следующее оборудование:

- 1) два АРМ SIMATIC Rack PC 547 В,
 - 2) АРМ инженера АСУ ТП
 - 3) два источника бесперебойного питания;
 - 4) локальную консоль управления
- е) автоматизированных рабочих мест оперативного персонала (операторов-технологов) АРМ ОТ №1,2;
- ж) автоматизированного рабочего места инженера АСУ ТП;
- з) стационарного сервера вторичного архива;
- и) локальной вычислительной сети Ethernet и сетевого оборудования (сетевых коммутаторов Scalance X208);
- к) принтера.

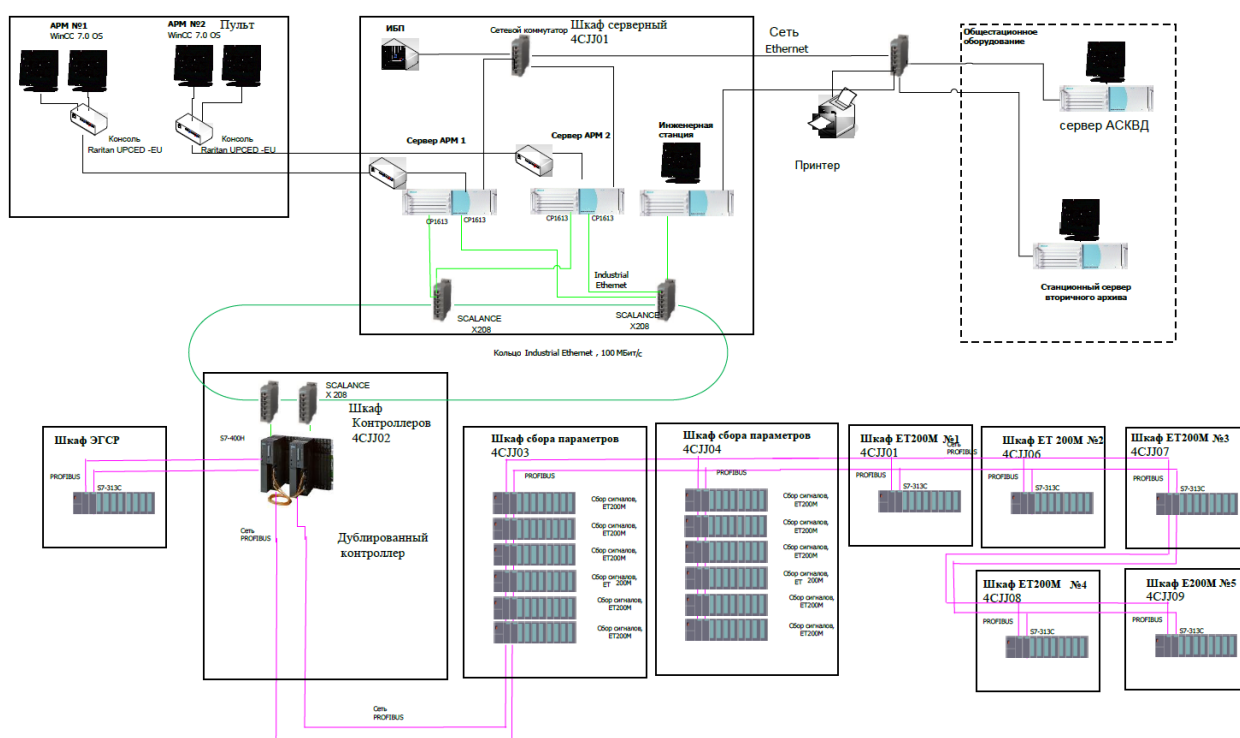


Рисунок 9 - Структурная схема

В системе предусматривается использование существующих шкафов №3, №1 (контроллерного). При этом Шкаф контроллеров переносится в помещение ГРЦУ-1. Шкаф № 2, установленный в помещении комнаты

допусков КТЦ (котельного и турбинного цеха) переносится в машинный зал и устанавливается на отметке 9,6 м около переднего стула турбины.

Для связи входящих в состав АСУ ТП ТА-4 устройств используется технологическая сеть, включающая в себя проложенные линии связи, а также коммуникационное оборудование для подключения к этим линиям связи.

Сигналы от первичных датчиков АСУ ТП, поступающие по электрическим кабелям, собираются станциями распределенной периферии ET200M посредством модулей аналогового и дискретного ввода. Резервированный контроллер SIMATIC S7-417H получает данные от станций распределенного ввода-вывода по промышленному сетевому протоколу PROFIBUS.

Управляющие сигналы, сформированные контроллером, подаются на объект через модули дискретного вывода посредством реле-повторителей в шкафах ET200M.

Сигналы о действиях оператора-технолога при управлении с пульта аварийного управления, пульта управления наиболее ответственных электроприводов запорных задвижек, регулирующих клапанов и механизмов подаются через модули ввода-вывода в ПТК АСУ ТП для регистрации.

Дублированный контроллер АСУ ТП ТА-4 через сетевые коммутаторы SCALANCE X208, объединенные в кольцо Industrial Ethernet, подключается к инженерной станции АСУ ТП и автоматизированным рабочим местам ОТ №1, 2.

3.5 Взаимосвязь со смежными системами

Унифицированное техническое и программное обеспечение серийного производства, использующееся в АСУ ТП турбоагрегата Т-100-130, удовлетворяет требованиям модифицируемости, расширяемости, надежности и интегрируемости с другими системами.

Интеграция АСУ ТП ТА-4 с общестанционной сетью ТЭЦ ВАЗа осуществляется посредством сети Ethernet при помощи сетевых коммутаторов, к которым подводятся сигналы от инженерной станции АСУ ТП ТА-4 и автоматизированных рабочих мест оперативного персонала ОТ №1, 2.

Задачей интеграции является предоставление данных СУБД АСУ ТП во внешние системы по запросу, а также использование данных внешних систем (АСКВД, ЭСЗО) для отображения на АРМ и архивирования параметров.

Внешними для АСУ ТП ТА-4 системами являются:

- автоматизированная система контроля вибрации и диагностики вибрационного и механического состояния турбоагрегата (АСКВД);
- электрическая система защиты отборов турбогенератора (ЭСЗО);
- консолидированный оперативно-информационный комплекс (КОИК);
- система контроля и управления электротехническим оборудованием.

Для обеспечения защиты сети от изменения важной информации, несанкционированного изменения данных, взлома сети, распространения вирусов и ошибок работников в системе АСУ ТП ТА-4 используется Firewall. Firewall обеспечивает качественное распознавание потока данных и ограничивает взаимодействие между различными уровнями системы. Каждый уровень защищен отдельно, но в то же время обеспечивается свободный информационный обмен в рамках уровня. Защитная система Firewall – это комплексное решение в области безопасности для защиты сети и ее пользователей.

3.6 Режимы функционирования и диагностирование работы системы

АСУ ТП ТА-4 ТЭЦ ВАЗа «рассчитана на круглосуточный непрерывный режим функционирования.

Предполагаются следующие режимы функционирования:

- штатный режим эксплуатации;
- техническое обслуживание по заранее утвержденному регламенту;
- аварийный режим.

В штатном режиме могут производиться регламентные и профилактические работы по обслуживанию системы, которые не приводят к нарушению функционирования.» [13]

Аварийный режим – это режим работы, при котором сбор и обработка информации происходит не в полной мере или нарушаются требования к выполняемым функциям. Аварийный режим работы сопровождается сигнализацией, выводимой на АРМ ОТ №1,2 и АРМ инженера АСУ ТП.

В штатном режиме функционирования системой реализуются следующие режимы управления:

- технологические защиты и блокировки;
- автоматическое регулирование;
- ручное (дистанционное) регулирование;
- автоматическое логическое управления арматурой, регулирующими клапанами и механизмами.

В автоматическом режиме АСУ ТП ТА-4 осуществляет управление оборудованием по заданным алгоритмам без непосредственного участия оперативного и другого персонала станции.

Ручной (дистанционный) режим предполагает управление технологическим процессом с АРМ ОТ №1, 2 оперативного персонала (в случае отказа обоих АРМ ОТ №1, 2 управление возможно с инженерной станции АСУ ТП).

«Местные ключи управления расположены на площадках около запорной арматуры.

Управление системой в дистанционном режиме производится оперативным персоналом, согласно утвержденным производственным и должностным инструкциям. При этом обеспечиваются все необходимые меры защиты от несанкционированного доступа.» [14]

3.7 Численность, квалификация и функции обслуживающего персонала

В эксплуатации АСУ ТП турбоагрегата ст. №4 задействуется персонал следующих категорий:

- пользователи системы (операторы-технологи (оперативный персонал) станции);
- технический обслуживающий персонал, осуществляющий оперативное и неоперативное обслуживание системы;
- обслуживающий (ремонтный) персонал, осуществляющий ремонт и наладку технических средств системы.

Пользователи системы должны пройти обучение навыкам ее использования в рамках исполнения своих должностных обязанностей.

Весь персонал должен быть аттестован по правилам техники безопасности и пройти инструктаж на рабочих местах.

Обслуживающий персонал системы должен иметь доступ в помещения, где расположена аппаратура системы. В подразделении, обслуживающем программно-технический комплекс (ПТК) системы, должен быть разработан перечень закрепленного за группами (службами, отделами, секторами, группами) оборудования.

Работа обслуживающего персонала рекомендуется в одну смену (дневную). В экстренных случаях обслуживающий персонал может привлекаться в любое время суток для устранения отказов ПТК системы.

Обслуживание технических средств, входящих в состав системы, производится в соответствии с инструкциями по эксплуатации оборудования.

В обязанности обслуживающего персонала входит проведение:

- ежедневной проверки работоспособности системы;
- регулярного профилактического обслуживания системы;
- ремонта или замены компонентов системы при возникновении отказов оборудования после завершения гарантийного срока эксплуатации;
- настройки системы при изменении параметров контролируемого оборудования, конфигурации системы или при замене технических средств.

«При ежедневной проверке работоспособности системы проводится:

- семантический контроль корректности собираемой информации на автоматизированных рабочих местах специалистов;
- проверка записей в журнале сообщений на автоматизированных рабочих местах специалистов.» [6]

3.8 Сведения об обеспечении заданных потребительских характеристик системы

АСУ ТП ТА-4 должны обеспечиваться основные требования к функциональным характеристикам:

- сбор и обработка заданного количества параметров,
- отображение и регистрация обрабатываемой информации,
- надежность.

В ходе выполнения проектных работ был принят ряд решений, позволяющих достичь заданных потребительских качеств системы. Согласно требованиям технического задания АСУ ТП турбоагрегата обеспечивает прием унифицированных аналоговых и дискретных сигналов, информации от

внешних для АСУ ТП ТА-4 систем посредством промышленных сетевых протоколов.

В «процессе первичной обработки дискретных сигналов:

- фиксируется устройство, инициировавшее сигнал;
- устраняется влияние «дребезга», возникающего как при замыкании, так и при размыкании контактов;
- для дублированных каналов производится проверка на достоверность путем сравнения положений замыкающих и размыкающих блок-контактов коммутационных аппаратов;
- фиксируется отказ датчика, модуля ввода-вывода, отсутствие питания модуля и другие неисправности, приводящие к недостоверным значениям аналоговых и дискретных сигналов.» [6]

Пример отображаемых параметров на рабочем месте персонала представлен на рисунке 10.

Количество и мощность станций распределенной периферии ET200M, собирающих и обрабатывающих сигналы с датчиков, выбрана исходя из заданного техническим заданием количества информации с учетом 10% резервирования каналов.

Отображение и регистрация обрабатываемой информации осуществляется по средствам разных систем.

Проектом предусматривается необходимое количество датчиков для сбора технологических параметров и организация полевой магистрали нижнего уровня, позволяющей передавать необходимое количество информации для обработки.

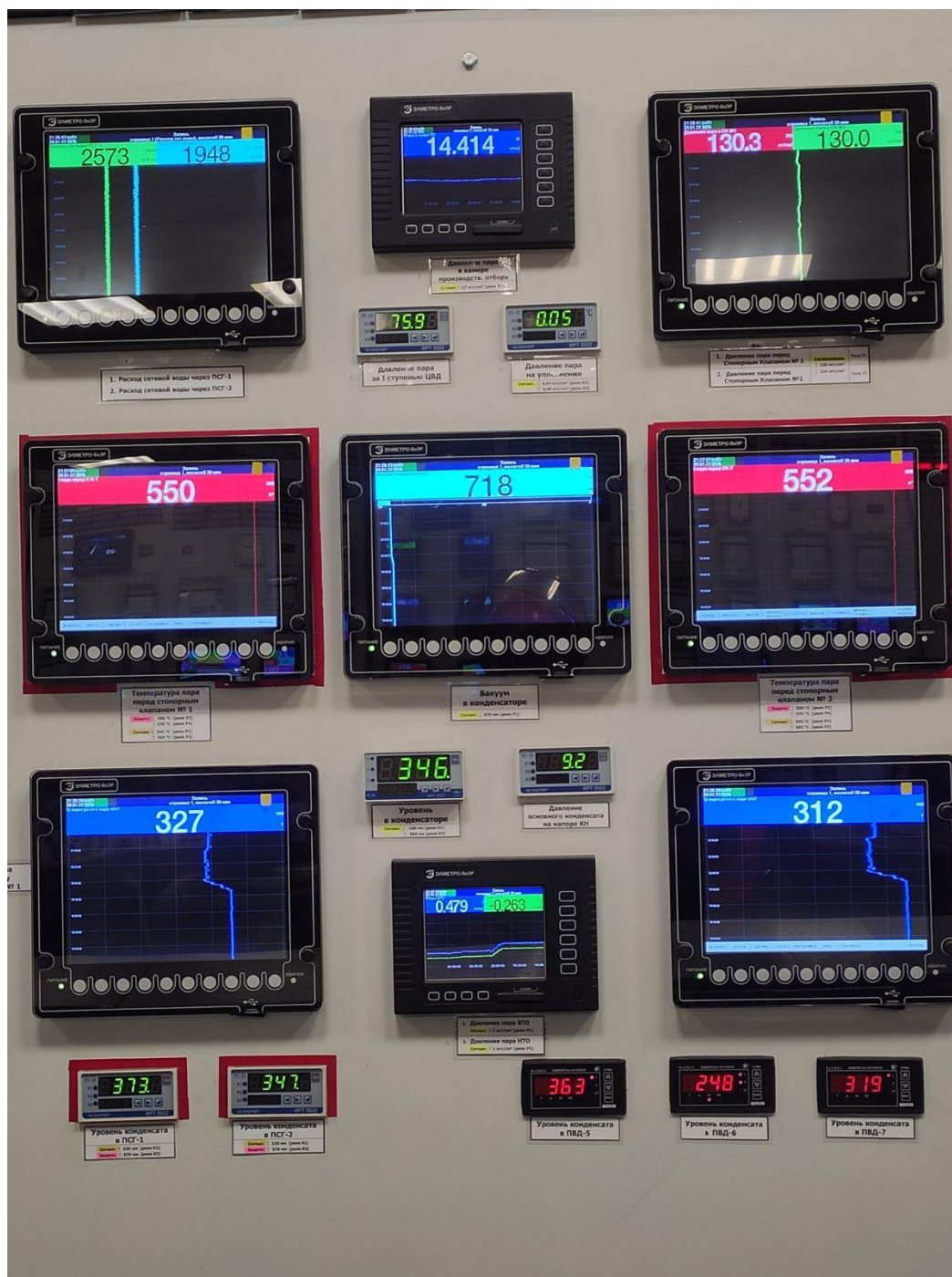


Рисунок 10 – Пример отображения параметров на рабочем месте

Отображение оперативной информации на АРМ ОТ №1, 2. В состав мнемосхем включаются:

- окна диагностики состояния оборудования АСУ ТП ТА-4 с отображением состояния технологических защит и блокировок, положения исполнительных механизмов регуляторов, положения

запорной арматуры, состояния двигателей механизмов и электротехнических устройств;

- окна выдачи управляющих воздействий с элементами непосредственного управления;
- видеогаммы сложных регуляторов;
- другие элементы отображения и управления (например, графики переходных процессов, гистограммы групп взаимосвязанных технологических параметров, таблицы характеристик режимов и т.д.).

Регистрация данных о ходе технологического процесса осуществляется на инженерной станции АСУ ТП ТА-4.

Для предотвращения отказов и обеспечения надёжности работы системы предусматриваются следующие технические меры:

- использование резервированного программируемого контроллера Simatic S7-417H для сбора, обработки информации и формирования «команд управления технологическим процессом;
- резервирования автоматизированных рабочих мест операторов-технологов;» [16]
- организация кольцевой топологии сети Industrial Ethernet для связи резервированного контроллера со средствами верхнего уровня АСУ ТП ТА-4;
- система бесперебойного электроснабжения с автоматической реструктуризацией.

3.9 Состав функций, реализуемых системой

«Для автоматизированного (автоматического и с непосредственным участием оперативного персонала) управления турбоагрегатом на всех режимах» [10] «АСУ ТП выполняет или обеспечивает выполнение персоналом следующих функций.

Общесистемные функции:

- опрос и первичная обработка информации от аналоговых и дискретных источников;
- контроль достоверности входной информации;
- формирование команд управления;
- контроль реализации команд управления;
- непрерывный автоматический контроль функционирования компонентов ПТК АСУ ТП;
- сбор и обработка данных о состоянии и функционировании технических и программных средств ПТК АСУ ТП;
- обеспечение» [4] связи с внешними (по отношению к АСУ ТП ТА) «потребителями информации станционного уровня по цифровым» [11] каналам связи.

«Информационные функции:

- технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;
- отображение» [6] «информации на АРМ;
- регистрация информации, в т.ч. регистрация аварийных событий;
- автоматическое ведение документации.

Управляющие функции:

- дистанционное управление исполнительными механизмами;» [9]
- «технологические защиты основного и вспомогательного оборудования;
- технологические блокировки основного и вспомогательного оборудования, в том числе – автоматическое включение резерва работающего оборудования (АВР);
- автоматическое регулирование технологических параметров.» [9]

«Функции, выполняемые инженером АСУ ТП:

- проверка правильности функционирования технических и программных средств АСУ ТП и выявление неисправностей, не обнаруженных по каким-либо причинам системой;

- переключение на резервные технические средства при отказе основных (если не предусмотрено проектом автоматическое переключение);
- реструктуризация технологических защит и блокировок (если это не предусмотрено автоматически);
- корректировка в регламентируемых пределах динамических настроек и уставок, а также предусмотренных в документации структурных решений и алгоритмов.» [7]

3.10 Комплекс технических средств, его размещение на объекте

«Для выполнения требований технического задания в состав АСУ ТП ТА-4 включены следующие компоненты:

- совокупность датчиков, измерительных преобразователей, блок-контактов и других устройств, предназначенных для контроля работы» [3] турбоагрегата, которые располагаются по всему оборудованию турбогенератора ТГ-4 на отметках начиная с отм. - 1,6м и заканчивая отм. +12м;
- шкаф контроллеров № 1, включающий в себя резервированный программируемый контроллер SIMATIC S7-417H и одну станцию распределенного ввода-вывода ET200M, который расположен на ГРЩУ-1 в релейном отделении на отм. +9,6м;
- шкафа сбора параметров №3, 4 которые содержит семь станций распределенного ввода-вывода ET200M, который расположен на ГРЩУ-1 в релейном отделении на отм. +9,6м;
- станции связи с ЭСЗО, которая находится на ГРЩУ-1 в релейном отделении;
- пяти станций распределенного ввода-вывода ET200M №1-5;

- серверного шкафа, который содержит такое оборудование как два АРМ SIMATIC Rack PC 547 В, два источника бесперебойного питания, АРМ инженера АСУ ТП и локальную консоль управления
- автоматизированных рабочих мест оперативного персонала (операторов-технологов) АРМ ОТ №1, 2, которые располагаются в центре ГРЩУ-1;
- автоматизированного рабочего места инженера АСУ ТП, которое также находится на групповом щите управления в центральной его части;
- стационарного сервера вторичного архива, расположенного в административно бытовом корпусе ТЭЦ ВАЗа;
- локальной вычислительной сети Ethernet и сетевого оборудования (сетевых коммутаторов Scalance X208);
- принтера, находящегося на групповых щитах.

3.11 Состав программных средств

В состав программных средств АСУ ТП ТА-4 входит системное и прикладное программное обеспечение. На рисунках 11, 12 изображены примеры информации, отображаемой в программном комплексе PCS7.

Системное программное обеспечение системы представлено:

- операционной системой Windows Server 2003 (разработка компании Microsoft), установленной на АРМ ОТ №1,2 и на инженерной станции АСУ ТП;
- SCADA–системой WinCC (разработка компании Siemens), установленной на АРМ ОТ №1, 2;
- программный комплекс PCS7, установленный на инженерной станции.

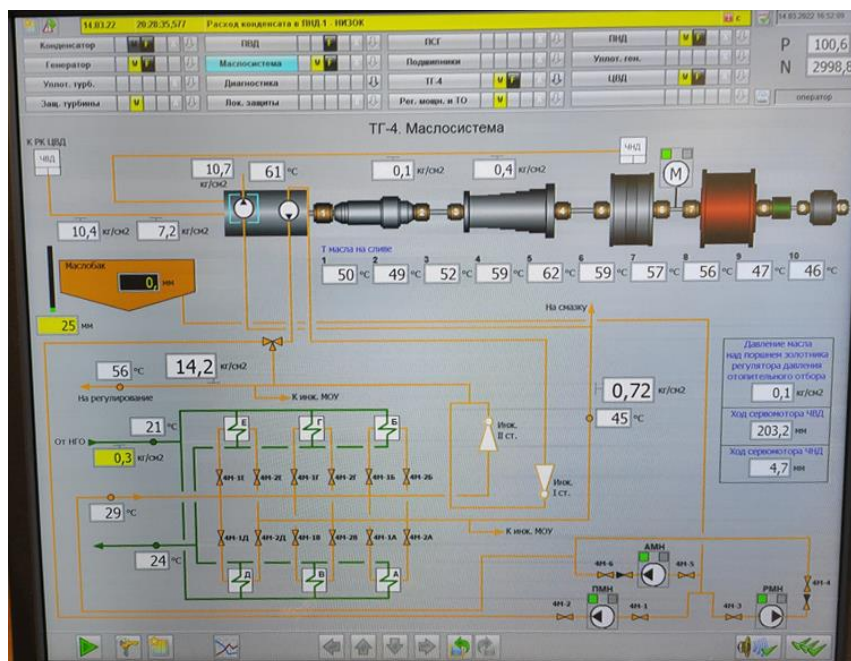


Рисунок 11 – Состояние маслосистемы турбогенератора ТГ-4

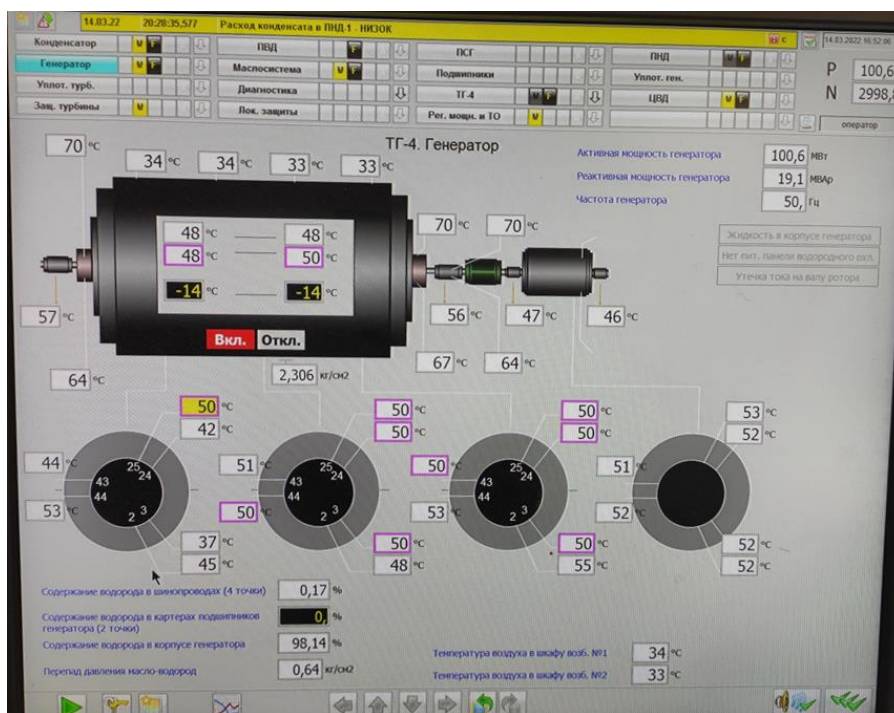


Рисунок 12 – Контроль температуры меди и стали генератора

Таким образом происходит вывод информации в данном программном комплексе.

Выводы по разделу

В данном разделе рассмотрены все внесенные изменения в работу автоматики турбогенератора ТГ-4. Внедрение данной автоматики позволило отслеживать стойкость и живучесть электрической, масляной, паровой системы и системы связи. Более того, внедренный программный комплекс не только фиксирует параметры рабочей системы, но также сразу формирует сообщения в журнал происшествий (дефектов) и событий. Каждое действие фиксируется в журнале с указанием даты и точного времени вплоть до секунды. Это в последствии помогает установить истинные причины той или иной аварии. А идеальной ситуации помогает отследить появление дефекта на ранней стадии его жизни.

Такой подход к фиксации нарушений, связанных с работой агрегата, позволяет уменьшить риск разрушение установки и как следствие оставление конечного потребителя без тепловой и электрической энергии.

Подготовка объекта автоматизации к внедрению системы АСУ ТП ТА-4 осуществляется по завершении следующих работ:

- подготовки помещений для размещения оборудования АСУ ТП и дополнительного оборудования;
- обеспечения подачи требуемого электропитания системы, подключения заземления АСУ ТП в соответствии с заданными техническим заданием требованиями;
- обеспечения рабочего состояния используемых для АСУ ТП первичных датчиков;
- обеспечения выполнения заданных условий эксплуатации в помещениях, где размещается оборудование АСУ ТП;
- создания стендовых помещений с необходимым оснащением для обслуживания и проведения ремонтных работ по АСУ ТП.

Оперативный персонал станции, работающий с АСУ ТП ТА-4, должен пройти краткий курс обучения работе с системой и вводный инструктаж.

Обучение и вводный инструктаж проводятся представителями разработчика системы совместно с персоналом станции, ответственным за ее эксплуатацию.

Персонал станции, ответственный за эксплуатацию и обслуживание системы, должен пройти специальный курс углубленного изучения системы и эксплуатационной документации на систему и ее компоненты в следующем объеме:

- общая информация о структуре АСУ ТП ТА-4, информационных потоках, используемом оборудовании и программном обеспечении;
- основы конфигурирования систем SIMATIC S7;
- проект PCS контроллера АСУ ТП ТА-4;
- основы SCADA-системы WinCC;
- проект WinCC АСУ ТП ТА-4;
- компоненты полевой шины Profibus АСУ ТП ТА-4.

Перед вводом системы в опытную эксплуатацию со стороны станции должен быть назначен отдел, ответственный за эксплуатацию и обслуживание системы. Представители данного отдела совместно с разработчиками системы на основании анализа проектной документации должны определить трудоемкость работ, связанных с эксплуатацией и текущим обслуживанием АСУ ТП ТА-4, а также требования к квалификации персонала.

На основании полученных данных и с учетом отраслевых нормативов администрацией филиала ОАО «Волжская ТГК» ТЭЦ ВАЗа должны быть сформулированы требования к изменению численного состава подразделений, задействованных в эксплуатации и обслуживании системы.

Для функционирования системы необходимы следующие лицензии:

- на операционную систему Windows Server 2003 для установки на три станции (инженерную станцию, АРМ ОТ №1 и АРМ ОТ №2);
- лицензия на инженерную версию PCS7 v7.1, для установки на инженерную станцию;
- лицензии на исполнение проекта в SCADA-системе WinCC v7.0 для установки на АРМ ОТ №1,2.

4 Внедрение автоматики для фиксации нарушений и управления технологическими процессами на электродвигателях 6 кВ

4.1 Основные типы электродвигателей

Электродвигатели, применяемые на ТЭЦ ВАЗа, различаются по способу защиты от воздействия внешней среды, по способу охлаждения, по форме исполнения конструкции.

На ТЭЦ ВАЗа применяются электродвигатели защищенного исполнения с внутренней самовентиляцией, продуваемые, то есть с охлаждением нагретых частей двигателя потоком окружающего воздуха (это асинхронные электрические двигатели единой серии А-АЛ, АП, АВ новой единой серии А2; синхронные двигатели ДСК; машины постоянного тока единой серии П). Электродвигатели такой конструкции не допускают попадания внутрь машины капель воды и других мелких сторонних частиц чего либо, попадающих на двигатель под углом 45° к вертикали.

Закрытое обдуваемое исполнение электродвигателей с наружной самовентиляцией так же применяется на станции. Это двигатели с охлаждением наружной поверхности корпуса электродвигателя потоком окружающего воздуха (асинхронные электродвигатели единой серии АО-АОЛ, АОП, АОС; новой единой серии АО2; типа КО). Такие двигатели полностью изолированы от попадания в них пыли и других сторонних частиц.

Кроме этого, имеются электродвигатели: открытого исполнения с самовентиляцией (агрегат резервного возбудителя), взрывозащищенного закрытого исполнения с обдувом (мазутные насосы 1-го подъема) и другие типы.

4.2 Допустимые режимы работы электродвигателей

На шинах собственных нужд электростанции напряжение должно поддерживаться в пределах 100-105% номинального. При необходимости допускается работа электродвигателей при напряжении 90-100% номинального.

Двигатели «допускают длительную работу с номинальной нагрузкой при отклонении напряжения от номинального» [11] в пределах от +10 до -5%. При «снижении напряжения на 5% ниже номинального допускается для обеспечения номинальной нагрузки» [11] увеличить ток статора не более, чем на 5% выше номинального значения.

«При повышении напряжения на 10% номинального ток статора должен быть уменьшен, как правило, на 10% номинального» [11] значения.

При изменении частоты сети в пределах $\pm 2,5\%$ номинальной допускается работа двигателя с номинальной мощностью. «При одновременном отклонении напряжения и частоты от номинальных значений допускается работа электродвигателя с номинальной нагрузкой, если сумма абсолютных отклонений параметров не превышает 10% и каждое из отклонений не превышает нормы.» [10]

Допускаются следующие кратковременные перегрузки по току статора:

- Электродвигатели переменного тока мощностью выше 0,6 кВт - на 50% в течение 2-х минут.
- Электродвигатели постоянного тока и электродвигатели переменного тока до 0,6 кВт на 50% в течение 1 минуты.

Воздух, поступающий в продуваемые электродвигатели, не должен содержать пыли, паров влаги, кислот, щелочей.

При замкнутом цикле вентиляции у электродвигателей типа: АС-ПЭН-1,1Р,3,4,6; 2АЗМ-ПЭН-7,8,9,10,11,2Р; 4АЗМ-ПЭН-2,5,12; 4АЗМ-СН ТГ-3÷11; СНП-1÷4 температура обмотки статора, измеренная встроенными термометрами, не должна превышать более +120°C. Превышение средней

температуры обмотки статора над температурой холодного воздуха не должна превышать в номинальном режиме 80°C. Для двигателей указанных серий температура охлаждающего воздуха в номинальном режиме не должна превышать +40°C.

Показателем нормального или ненормального режима работы двигателя служит разность температур горячего и холодного воздуха (нагрев воздуха в двигателе), которая при полной нагрузке равна 45°C. Увеличение нагрева воздуха сверх указанного свидетельствует о ненормальной работе двигателя.

Работоспособность воздухоохладителя для электродвигателей типа АС, 2АЗМ, 4АЗМ (с замкнутым циклом вентиляции) на ДАЗО, переведенные на разомкнутый продуваемый цикл охлаждения (на тягодутьевых механизмах энергетических котлов) допускают эксплуатацию при наружных температурах воздуха до -40°C; для исключения отпотевания при снижении температуры окружающего воздуха ниже +50°C, при сырой погоде на электродвигателях указанных механизмов, находящихся в резерве, необходимо включить встроенные подогреватели.

Для электродвигателей серии А,АО,АЛ,АОЛ на напряжение 380 В и мощности 0,6-100 кВт и для крупных вертикальных двигателей АВ (циркуляционные насосы № 1-6) - не ниже + 50°C); для электродвигателей серии А 10-13 габаритов (СН,НСН,КН,КНБ,ЦМН турбин, НТХВ-П,СГН,ЛН,НПТС - не ниже - 200°C.

Величина превышения температуры активных частей электродвигателей при длительной номинальной нагрузке и при номинальной температуре охлаждающего воздуха +40 С - (+35 С - в зависимости от указаний заводских инструкций) не должна быть выше значений, указанных в таблице 2.

Для подшипников скольжения +800°C, при этом разность между температурой подшипника и температурой окружающего воздуха не должна быть больше 450°C; температура масла в подшипнике, не имеющем маслоохладителя, должна быть ниже температуры вкладыша на 5-100°C; для

двигателей с принудительной подачей масла на сливе из подшипников должна быть не выше 650С, а на выходе - в пределах 25-450С (ПЭНы, рабочие возбудители т/генераторов 1-7).

Для подшипников качения +1000С. При нормальной эксплуатации фактическая температура подшипников качения значительно ниже предельно допустимой.

Вибрация (удвоенная амплитуда колебаний) подшипников, замеренная в горизонтальном, вертикальном и осевом направлении, не должна превышать значений, указанных в таблице 2.

Таблица 2 – Допустимые пределы вибрации

Синхронная скорость вращения, об/мин.	3000	1500	1000	750 и ниже
Допустимая амплитуда вибрации подшипников, МКМ.	50	100	130	160

Для электродвигателей единой серии "А" 12 и 13 габаритов (200 - 1000 кВт, 6 кВ электродвигатели насосов НТХВ, СГН, ПЛН, НПТС) заводская инструкция ограничивает вибрации подшипниковых узлов величинами, указанными в таблице 3:

Таблица 3 – Вибрация подшипников

Скорость вращения, об/мин.	1500	1000	750	600	500
Удвоенная амплитуда, МКМ.	85	100	120	140	160

«Для двигателей с подшипниками скольжения осевой разбег ротора» [10] не должен превышать 2-4 мм.

Электродвигатели типа ДАЗО, установленные на Д и ДВ энергетических котлов, переведены на разомкнутый продуваемый тип охлаждения; внешний г/охладитель отглушен от внутреннего пространства машины, открыты нижние люки корпуса, внутренние вентиляторы, насаженные с 2-х сторон на валах ротора, забирают наружный воздух и обеспечивают аксиально-радиальную вентиляцию машины.

4.3 Подготовка электродвигателя к пуску

Перед установкой электродвигателя на фундамент после ремонта персонал, производящий ремонт, должен замерить сопротивление изоляции обмоток статора относительно "земли" и между собой, прокрутить его на Х.Х. на стенде и только после этого установить его на место.

Подключение кабеля к выводам электродвигателя производит ремонтный персонал, как исключение, в аварийных случаях - подсоединение кабеля разрешается производить оперативному персоналу.

При подключении кабеля необходимо зачистить контакты выводов двигателя и кабеля.

Подключение кабеля к электродвигателю выполняется оперативным персоналом эл. цеха строго по маркировке для исключения возможности вращения электродвигателя не в ту сторону. Маркировка накладывается оперативным персоналом электрического цеха на вывода электродвигателя и на концы отключающегося кабеля при выводе двигателя или насоса в ремонт. Отключение кабеля от электродвигателя без маркировки концов не разрешается. Если маркировки на выводах электродвигателя и на концах кабеля по какой-то причине нет, то оперативный персонал электрического цеха, подключающий кабель, должен поставить в известность НСЭ о

возможном неправильном вращении электродвигателя. Контактное соединение выполняется под болт и шайбу.

Для изоляции выводов электродвигателя 6,3 кВ положить 5-7 слоев в полнахлеста лакоткань и поверх нее 2-3 слоя изоляции ПХВ или ХБ. Лакоткань должна быть предварительно порезана по диагонали. Изоляция накладывается плотно, чтобы исключить попадание воздуха под изоляцию.

Если схема электродвигателя была разобрана более трех суток и если на электродвигателе, в цепях управления и силовом кабеле производились ремонтные работы дежурный персонал электрического цеха обязан произвести измерение сопротивления изоляции обмоток статора. Замер сопротивления изоляции необходим также перед пуском в зимнее время у электродвигателей выше 1000 В с воздухоохладителями.

Разрешение на пуск электродвигателя дается только при удовлетворительном состоянии сопротивления изоляции, минимальное значение сопротивления изоляции обмоток электродвигателя 6 кВ определяется по таблице 4:

Таблица 4 – Зависимость температуры обмотки и сопротивления

Температура обмотки, °С	10	20	30	40	50	60	75
Сопротивление изоляции Р 60, МОм	60	40	30	20	15	10	6

«Наименьшее значение сопротивления изоляции обмоток электродвигателей ниже 1000 В, измеренное при температуре 10-300С, должно составлять не менее 0,5 МОм. В случае недопустимого снижения сопротивления изоляции» [9] электродвигатель необходимо подвергнуть сушке.

4.4 Фиксация нарушений в работе присоединений РУСН-6кВ на цифровых микропроцессорных блоках БМРЗ

«Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ (далее – блок) предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики,» [8] «управления, сигнализации и фиксации нарушений в работе присоединений напряжением 6-10кВ.

Блок обеспечивает:

- выполнение функций защит, автоматики и управления;» [8]
- «сигнализацию срабатывания защиты и автоматики, положения коммутационного аппарата, неисправности БМРЗ;
- регистрацию и хранение осциллограмм, журнала аварий, журнала сообщений (событий) и накопительной информации;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также неисправности его цепей управления, местное и дистанционное управление выключателем, переключение режима управления, диагностику выключателя, расчет остаточного ресурса выключателя;
- отображение текущих значений электрических параметров защищаемого объекта;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы.» [6]

«БМРЗ не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.» [7]

«Блок обеспечивает ведение журнала сообщений (событий), в котором фиксируется следующая информация:

- включение питания блока;
- снижение напряжения питания ниже» [3] 0,7ином и повышение выше 0,8ином;
- «срабатывание дискретных входов – выходов;» [2]
- «переключение программы уставок;» [7]
- «неисправность, выявленная самодиагностикой;
- запись уставок;
- изменение пмк;
- пуск защиты или автоматики;
- возврат защиты или автоматики;
- срабатывание защиты или автоматики.

Каждое сообщение (событие) содержит:

- дату и время фиксации;
- наименование сообщения (события);
- краткий комментарий.» [7]

«Блок сохраняет в своей памяти 16000 сообщений» [3] «(событий). При заполнении журнала сообщений (событий) и регистрации следующего сообщения (события) автоматически стирается самая старая информация. Удаление информации журнала сообщений (событий) пользователем не предусмотрено.

Информация журнала сообщений (событий) хранится неограниченно долго при отключенном питании блока.

Просмотр журнала сообщений (событий) возможен как с помощью ПЭВМ или по интерфейсам коммуникаций, так и на дисплее» [7] пульта.

В «зависимости от исполнения блок» [2] «обеспечивает ведение подробного журнала аварий.

По каждой аварии блок может фиксировать:

- дату и время возникновения аварии;
- наименование аварии;

- состояние дискретных и значение аналоговых сигналов в момент возникновения аварии;
- уставки блока в момент возникновения аварии;
- состояния программных ключей, пусковых органов, логических сигналов, светодиодов и др.» [7]

«Признаком занесения информации в журнал аварии может быть:

- пуск защиты или автоматики;
- срабатывание защиты или автоматики;
- изменение состояния дискретного входа;
- изменение состояния логического сигнала;
- превышение заданного порога входным аналоговым сигналом и др.» [7]

«Цифровой осциллограф, реализованный в блоке, позволяет записывать и хранить не менее 388 осциллограмм длительностью 10 с. Запись осциллограмм осуществляется в соответствии со стандартом МЭК 60255-24:2001 «Реле электрические. Часть 24. Общий формат для обмена транзитными данными (COMTRADE) в электрических сетях».

Каждая осциллограмма может содержать запись следующих каналов:

- До [3] восьми «входных аналоговых сигналов;
- До 100 дискретных сигналов (дискретные входы/выходы и логические сигналы).

Признаком пуска осциллограммы может являться:

- пуск, возврат или срабатывание защиты;
- выдача команды (с пульта блока, по интерфейсам коммуникаций или дискретным сигналом) на отключение выключателя;
- получение команды на пуск осциллограммы по интерфейсам коммуникаций или дискретным сигналом и др.;
- любое изменение входных дискретных сигналов положения выключателя («рпо», «рпв»).

Длительность регистрируемых осциллограмм задается с помощью уставки «Тосц». Длительность» [3] регистрируемых «осциллограмм может превышать время, заданное уставкой, если в процессе ее записи повторно возникает признак пуска осциллограммы.» [2]

«Блок конструктивно выполнен в виде моноблока со встроенным» [2] пультом. Пример панели приведен на рисунке 13.

«Пульт содержит:

- графический дисплей с разрешением 21 х 8 знаков;
- семь кнопок для навигации по меню, ввода или сброса информации;» [8]
- «шесть кнопок управления;
- 17 светодиодов;
- соединитель «USB» для связи с ПЭВМ» [5]

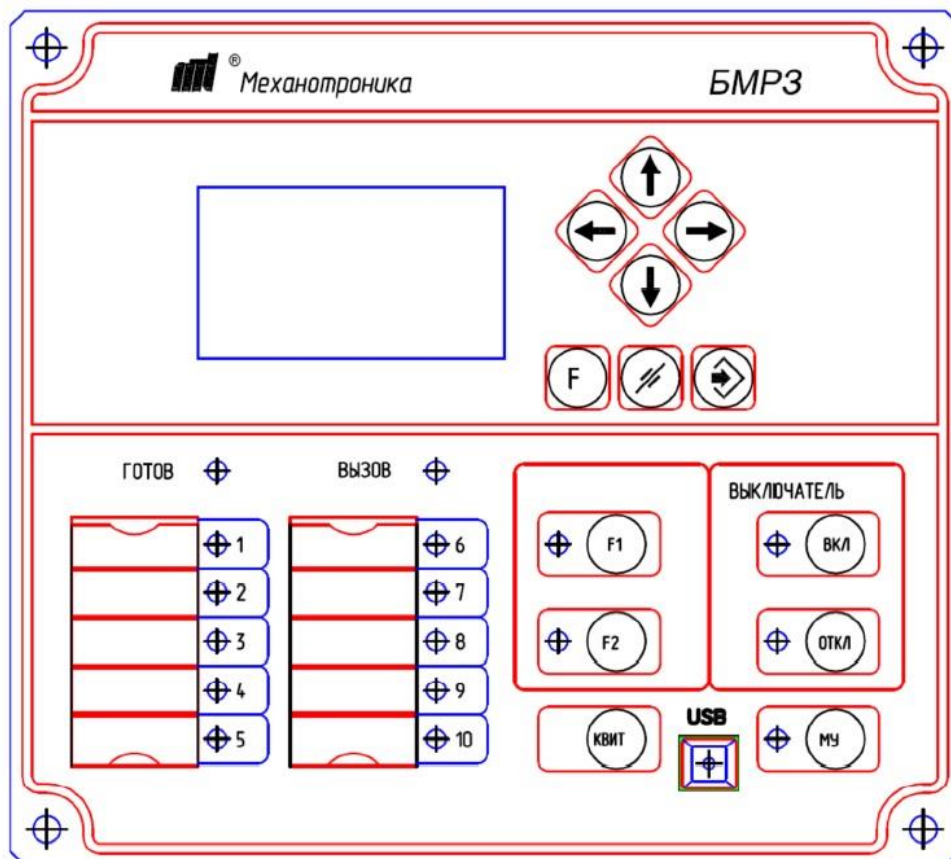


Рисунок 13 – Пример лицевой стороны блока

Такой простой интерфейс позволяет пользователю легко и быстро освоить данный блок. А структурная схема фиксации блока БМРЗ приведена на рисунке 14

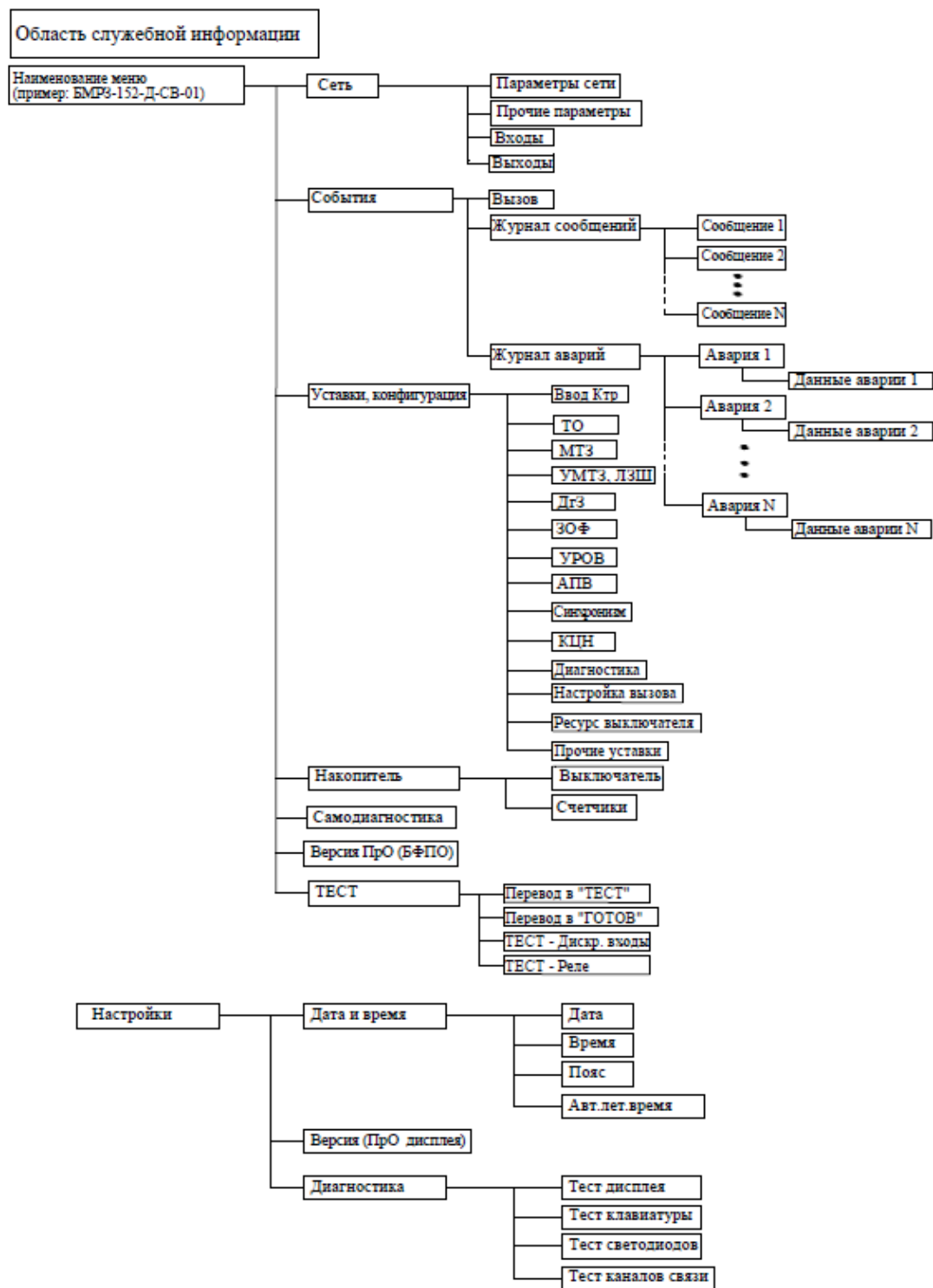


Рисунок 14 – Структурная схема фиксации блока БМРЗ

На данном структурном дереве видно, какие функции выполняет блок БМРЗ и какой информацией располагает во время работы.

Структурная схемы передачи информации от электродвигателя до журнала фиксации нарушений представлена на рисунке 15, а образец прибора на рисунке 16.

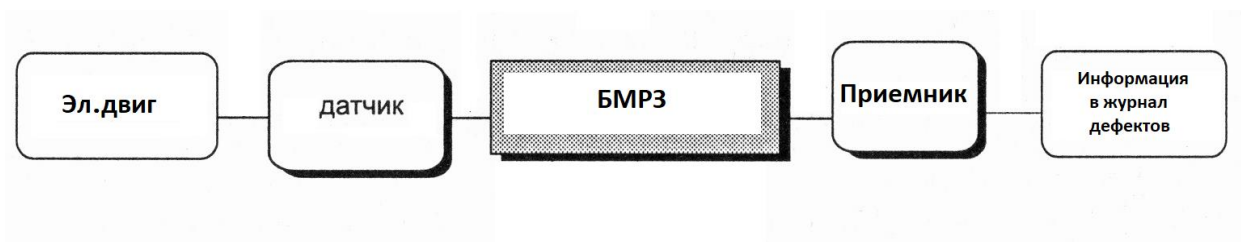


Рисунок 15 – Структурная схема передачи информации

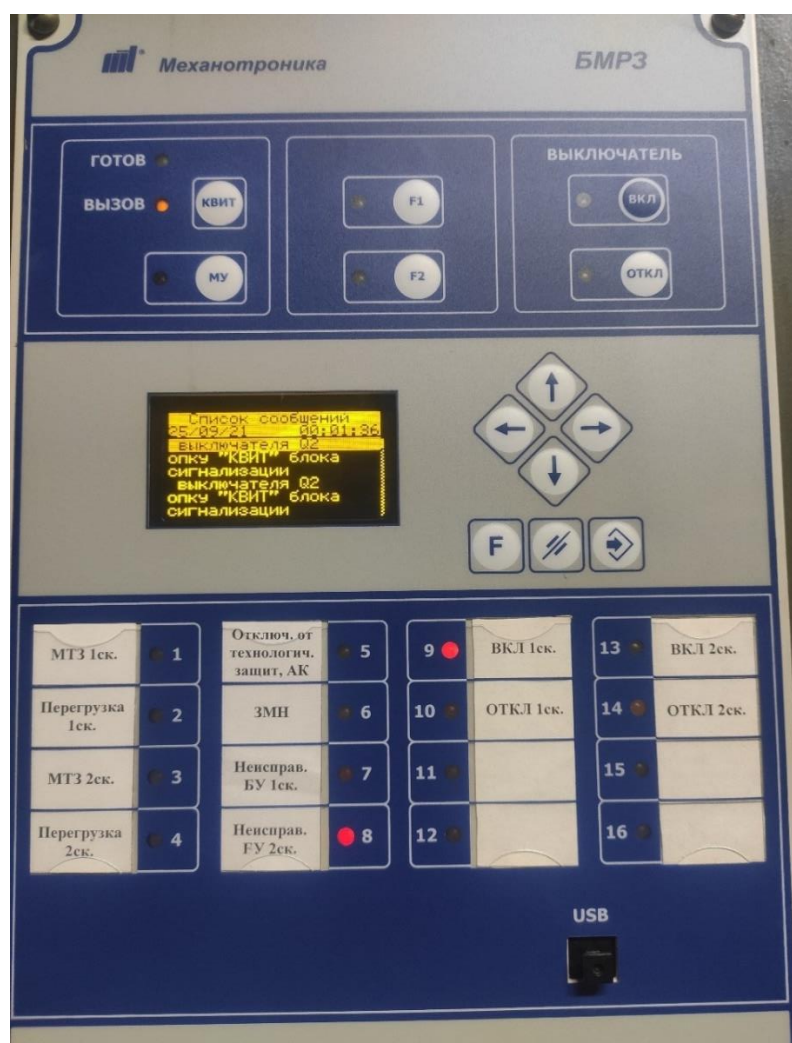


Рисунок 16 – Рабочий блок БМРЗ

Данная схема помогает наглядно представить, как происходит передача информации от электродвигателя к блоку БМРЗ и от него на персональный компьютер оперативного персонала в электронный журнал. Такая работа позволяет получать информацию от каждого электродвигателя, находящегося в работе посекундно. Тем самым можно обнаружить первые нарушения в работе электродвигателя и предотвратить его полный выход из строя.

Также блок БМРЗ может фиксировать и записывать, а при несоответствии выдавать сигнал, такие параметры сети как:

- «действующих значений токов фаз;
- действующих значений линейных напряжений;
- действующего значения тока нулевой последовательности;
- действующего значения напряжения нулевой последовательности;» [7]
- «расчетного значения тока фазы;» [5]
- «действующих значений напряжения и тока прямой последовательности;
- действующих значений напряжения и тока обратной последовательности;
- отношения тока обратной последовательности к току прямой последовательности;
- углов между векторами фазных токов и линейных напряжений» [6] и «угла между векторами тока и напряжения нулевой последовательности;
- $\cos \varphi$, активной P , реактивной Q и полной S мощностей;
- эквивалентного тока» [6] и относительного перегрева;
- «значения модуля сопротивления прямой последовательности;
- угла между векторами тока и напряжения прямой последовательности;
- частоты;

- действующих значений дифференциальных токов;» [6]
- «действующих значений токов торможения;
- отношения второй гармонической составляющей к первой в дифференциальном токе.» [6]

Все эти функции помогают лучше контролировать работу оборудования и фиксировать малейшие изменения, которые в дальнейшем могут привести к появлению серьезных дефектов.

4.5 Фиксация нарушений в работе присоединений программно-техническим комплексом «Нева»

Программно-технический комплекс «Нева» является составной частью единого комплекса «подсистемы регистрации аварийных событий (РАС).» [3] Он предназначен для сбора и обработки информации об электрической части объектов электроэнергетики.

Подсистема РАС состоит из трех функциональных уровней:

- нижний уровень РАС представлен измерительными преобразователями и датчиками дискретных сигналов, которые подключаются непосредственно к «блокам регистрации и контроля нормальных и аварийных режимов и учета» [13] расхода энергоносителей (далее БРКУ «Нева»).
- средний уровень регистрации аварийных событий состоит из 11 блоков «регистрации и контроля нормальных и аварийных режимов и учета» [13] расхода энергоносителей выполняющих роль регистраторов аварийных событий и записи аварийных процессов.
- верхний уровень регистрации аварийных событий образует сервер РАС и одно автоматизированное рабочее место на основе персонального компьютера.

К основным «функциям программно-техническим комплексом «Нева» можно отнести:» [8]

- «сбор данных параметров установившегося режима объекта электроэнергетики;
- цифровое осциллографирование аварийных переходных процессов;
- регистрация срабатываний дискретных сигналов;
- представление на экране компьютера и распечатка на принтере всех регистрируемых данных (мнемосхемы, таблицы, осциллограммы, суточные ведомости);
- передача данных в центральные службы;» [8]

«Основная и наиболее объёмная функция системы является осциллографирование аварийных переходных процессов с записью предыстории. Система автоматически отслеживает появление аварийной ситуации по факту превышения заданных уставок по фазному току, напряжения нулевой последовательности, тока нулевой последовательности, и по снижению фазного напряжения. Длительность записи не фиксирована, а зависит от длительности переходного процесса с учетом паузы АПВ. В системе предусмотрен настраиваемый фильтр помех и случайных выбросов по любому аналоговому сигналу, блокировка от "зависания" пусковых сигналов, автоматическая коррекция "часов" системы от персонального компьютера, возможность изменения уставок пуска без остановки системы.

Осциллограммы, записанные комплексом, автоматически передаются по интерфейсу Ethernet в персональный компьютер. Здесь производится просмотр аварий, измерения, анализ по векторным диаграммам, расчет в переходных режимах действующих значений по отдельным фазам, частоты, фазы и др. Посредством компьютера и модема осциллограммы могут передаваться в центральные и местные службы РЗА.

В программно-техническом комплексе для измерения токов и напряжений используются выносные датчики, обеспечивающие достаточный уровень сигналов для регистрации как сверхтоков, так и нормальных значений токов и напряжений. Это позволяет с помощью этих же датчиков» [15] производить расчет действующих значений токов и напряжений

программным путем. Пример выводимой информации представлен на рисунке 17.

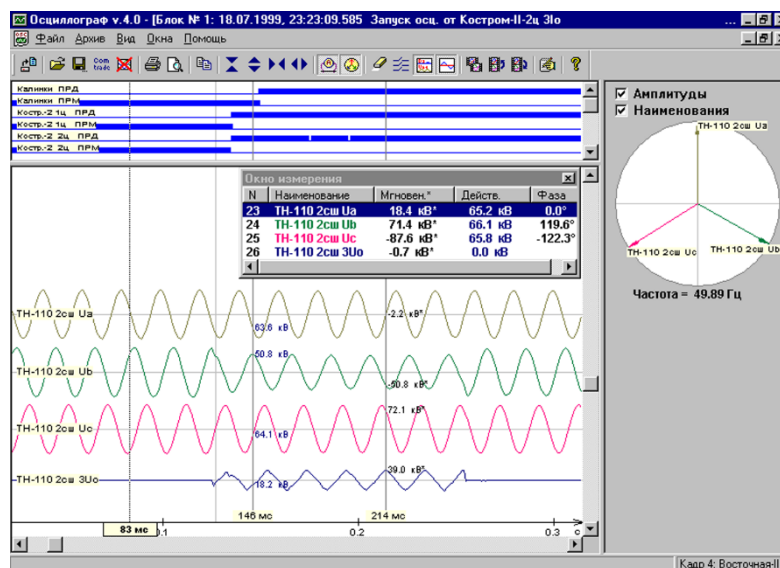


Рисунок 17 – Пример передачи информации на ПК

«Комплекс обеспечивает регистрацию большого числа дискретных сигналов. Любой из них может присутствовать в осциллограмме, а также в табличной распечатке ведомости событий.

Состояние коммутационной аппаратуры, определенное дискретными сигналами, а также рассчитанные комплексом нормальные уровни текущих токов и напряжений отображаются в виде мнемосхемы объекта на экране цветного монитора. Уровни токов и напряжений хранятся в памяти компьютера и могут быть распечатаны в виде часовой или суточной ведомости. Несмотря на то, что основной функцией системы является осциллографирование аварийных переходных процессов, наличие функций, типичных для информационных систем, позволяет относить программно-технический комплекс к информационным системам или к системам мини-АСУ. Наличие функции передачи данных нормального режиме в темпе процесса (помимо передачи осциллограмм) позволяет относить систему также и к устройствам телемеханики в части телеизмерений и телесигнализации.» [8]

Пример исполнения информационной системы НЕВА с использованием локальной сети предприятия приведен на рисунке 18.

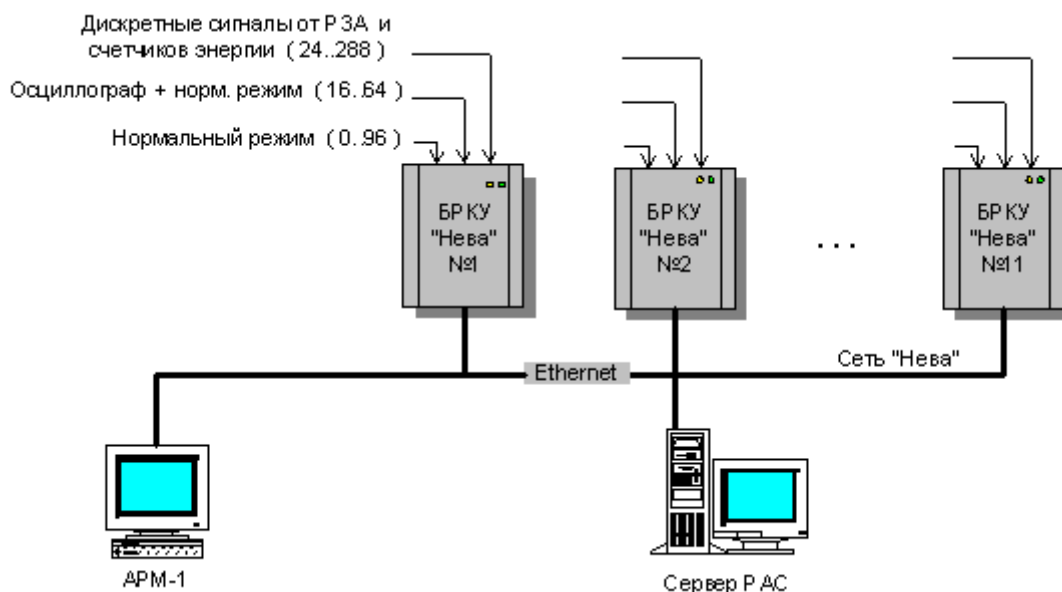


Рисунок 18 - Вариант выполнения информационной системы НЕВА с использованием локальной сети предприятия

Стабильность работы истомы обеспечивается наличием бесперебойного источника питания, а также возможности запитать системы комплекса от аккумуляторных батарей. Это повышает надежность работы и позволяет в любой момент времени производить фиксацию всех параметров.

Вариант подключения БРКУ к информационной системе НЕВА организации представлен на рисунке 19.

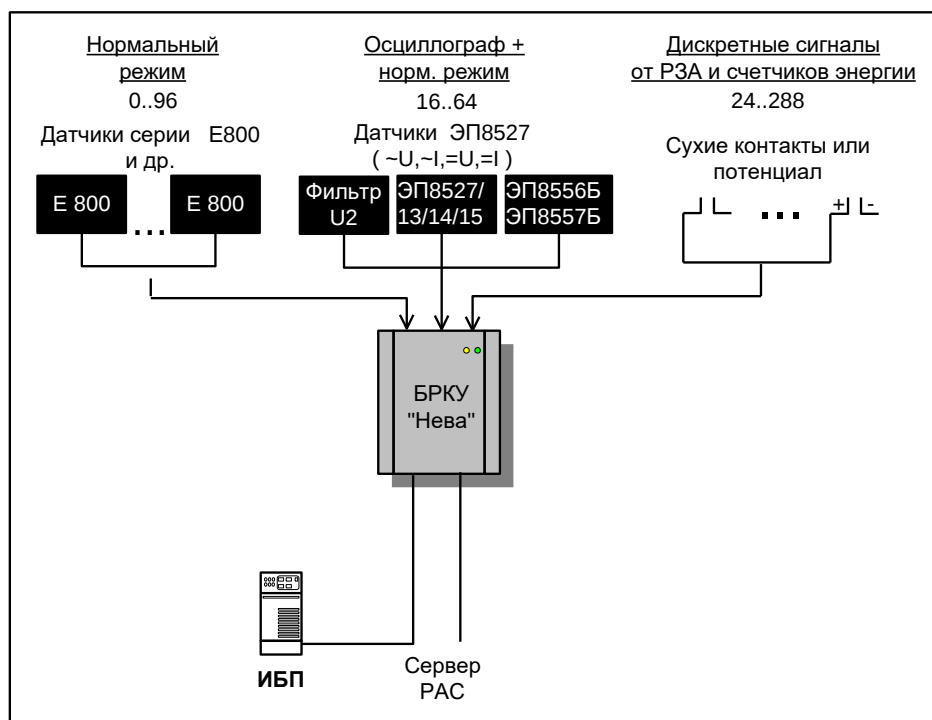


Рисунок 19 - Вариант подключения БРКУ к информационной системе НЕВА

Выводы по разделу

При применении фиксации нарушений в работе электродвигателей можно на раннем этапе выявить зарождающиеся дефекты. И тем самым предотвратить их развитие. Каждый зафиксированный несоответствующий параметр, говорит о том, что нужно немедленно обратить внимание на это присоединение.

Вывод информации от присоединения идет через преобразователи на блок БМРЗ и с него, через преобразователи, на компьютер оперативного персонала. Такая схема переда информации позволяет получить полную информацию о двигателе, не осматривая его в живую.

Система «Нева» в свою очередь представляет полный пакет данных, который помогает получить развёрнутый ответ на процесс аварии и ее развитие. Такая фиксация нарушений позволяет наиболее четко ответить на вопрос, когда и из-за чего произошла авария. Для «снижения вероятности потери осциллограммы из-за неисправности ПК или сетевой связи

применяется дублирование записи в ОЗУ БРКУ. Программа работы основного блока хранится в постоянной памяти, поэтому прибор готов к работе сразу после включения питания.» [8] Таким образом мы получаем постоянный мониторинг со всех каналов и приборов связи, с рабочим местом персонала, что положительно сказывается на работоспособности и скорости вывода информации о том или ином процессе на станции. Таким образом повышается устойчивость системы ко многим факторам, которые возникают при ежедневной эксплуатации электрооборудования ТЭЦ ВАЗа.

Внедрение улучшает устойчивость станции со всех сторон. Таким образом мы получаем надежный энергообъект, который не боится возмущений как внутри станции, так и снаружи ее. Это в свою очередь приводит к повышению срока работы электродвигателя.

Заключение

Проанализирована информация исходного объекта до внедрения автоматизации, и все факторы оказывающие влияние на нормальную работу предприятия. К таким факторам относятся различные дефекты, возникающие в процессе функционирования станции и которые являются ее неотъемлемой частью. Дан краткий, общий анализ потребителей на подстанции.

Произведено обоснование необходимости проведения мероприятий по внедрению электронных журналов по фиксации дефектов и оперативной информации в целом, а также произведен анализ рынка программного обеспечения, который мог бы удовлетворить выявленные потребности. И на основании всех выявленных потребностей произведён выбор конкретного программного комплекса, на котором будет строиться единая база фиксации дефектов.

По результатам собранной информации произведено внедрение программно-технического комплекса на предприятие ТЭЦ ВАЗа. Изменения затронули все основные цеха и подразделения предприятия. А внедренная автоматика позволила производить фиксацию нарушений и дефектов на том этапе, где они еще не представляют сильной угрозы для работы отдельных составляющих подстанции так и всей станции в целом.

В результате работы определена программная часть, которая будет в дальнейшем использоваться на станции для фиксации дефектов. А также установлены требования к персоналу, эксплуатирующему это программное обеспечение.

Описаны общие функции, которые могут выполнять внедренные комплексы. Представлена информация об их функционировании. О том как может выводиться информация и их принципиальные схемы реализации на объекте.

Таким образом внедрение электронных журналов дефектов в комплексе с внедряемой автоматикой обеспечивает полный цикл отслеживания

жизнедеятельности оборудования на подстанции. Сбор и сигнализацию поступившей информации о нарушениях выполняют программные комплексы. Анализ поступившей информации остается за административно-техническим и оперативным персоналом станции. Однако благодаря четкой и структурированной информации о новых образующихся дефектах, персоналу, работающему на подстанции, будет намного проще проводить анализ, а самая важная информация не будет утрачена. Такой комплексный подход обеспечит надежное тепло и электроснабжение конечного потребителя, а также, в конечном счете, приведет к экономии бюджета станции на ремонты. Также немаловажным фактором послужит то, что вовремя выявленные дефекты не смогут стать факторами, угрожающими жизни и здоровью персонала ТЭЦ ВАЗа. Что, несомненно, положительно скажется на системе охраны труда в целом на предприятии.

Список используемых источников

1. АСУ ТП на базе микропроцессорных устройств РЗА, АСКУЭ и телемеханики. Опыт разработки и проблемы внедрения [Электронный ресурс]: Публикации lib.znate.ru. URL: <http://lib.znate.ru/> (дата обращения 01.12.2021).
2. Афонин В. В., Набатов К. А. Электрические системы и сети. Часть 1 : учебное пособие. Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2013. 80 с.
3. Богомолец В.И., Богомолец Д.А. Вероятность отказа элегазового выключателя на ОРУ-110 кв тепловой электростанции // Студенческий: электрон. научн. журн. 2022. № 11(181). [Электронный ресурс]. URL: <https://sibac.info/journal/student/174/240530> (дата обращения: 21.04.2022).
4. Богомолец В.И., Богомолец Д.А. Компьютерное моделирование влияния влажности воздуха на сопротивление стеклянных и полимерных изоляторов // Студенческий: электрон. научн. журн. 2022. № 11(181). [Электронный ресурс]. URL: <https://sibac.info/journal/student/174/240530> (дата обращения: 21.04.2022).
5. Богомолец В.И., Богомолец Д.А. Модели внезапного отказа воздушного и элегазового выключателя на ОРУ-110 кв тепловой электростанции // Студенческий: электрон. научн. журн. 2022. № 4(174). [Электронный ресурс]. URL: <https://sibac.info/journal/student/174/240530> (дата обращения: 21.04.2022).
6. Воронин В.В. Формализация понятий дефекта и его диагностических показателей. // Журнал: Ученые заметки ТОГУ. 2013. №4. С. 825-843. URL: http://media/ejournal/articles-2013/TGU_4_167.pdf (дата обращения: 27.03.2021).
7. Воронов А. А., Титов В. К., Новогранов Б. Н. Основы теории автоматического регулирования и управления 2-е издание. - М.: Высшая школа, 2000г. - 519 с.

8. Демин А. М. Опыт разработки автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления тепловыми сетями. Журнал: Вестник ивановского государственного энергетического университета. 2007. №2.С. 60-78. URL: <http://vestnik.ispu.ru/sites/vestnik.ispu.ru/files/publications/60-68.pdf> (дата обращения: 19.03.2021).
9. Карапетян И. Г., Файбисович Д. Л., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических сетей. М. : ЭНАС, 2012. 376 с.
10. Костюка А.Г., Фролова В.В. Турбины тепловых и атомных электрических станций - 2-е изд.. Москва: Издательство МЭИ, 2001. - 488 с.
11. Лыкин А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов. М. : Издательство Юрайт, 2017. 362 с.
12. Ляликов, Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. - Т.: ТПУ, 2008. - 172 с.
13. Методическое пособие для студентов специальностей 220301 «Автоматизация технологических процессов и производств» [Электронный ресурс] URL: <https://refdb.ru/look/1712572-p4.html> (дата обращения 2.08.2021).
14. ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС». Методические указания по созданию АСУ ТП водоподготовительных установок (впу) электростанций: методические указания. 2004 г. 64 с.
15. Плаксин И. К., Прошин А. И., Цесарев И. М., Шехтман М. Б. Полномасштабная распределенная система управления котлоагрегатами. Журнал: Промышленные АСУ и контроллеры. 2006. №6. С. 20-26. URL: http://asu.tgizd.ru/doc/12548796_541.pdf (дата обращения: 15.03.2021).
16. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=98464&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.32820407861967404#0012824982234605153> (дата обращения: 25.02.2022).
17. Сенько В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию. – Тольятти: ТГУ, 2010.

18. Соснин О.М. Основы автоматизации технологических процессов и производств. М.: Академия, 2017. 240 с.
19. Степкина Ю. В., Вахнина В. В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: Учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2006. 49 с.
20. СЭД Docsvision - корпоративная система электронного документооборота. Автоматизация бизнес-процессов. Программа управления документооборотом и делопроизводством. [Электронный ресурс] URL: <http://www.docsvision.com>. (дата обращения: 20.02.2021).
21. Федоров Ю.Н. Порядок создания, модернизации и сопровождения АСУ ТП. М. : Инфра-Инженерия, 2011. 576 с. 84
22. Федоров Ю.Н. Справочник инженера по АСУ ТП. Проектирование и разработка. М. : Инфра-Инженерия, 2008. 928 с.
23. Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий. М.: Издательский дом «Спектр», 2014. 228 с.
24. Чичёв С.И. Модель автоматизированной системы технологического управления электросетевым комплексом 6 – 220 кВ ПАО «МОЭСК». М.: Издательский дом «Спектр», 2017. 228 с.
25. Шустов М.А. Практическая схемотехника. Источники питания и стабилизаторы: Учебное пособие – М.: Альтекс , 2012.
26. Advances in Electrical and Computer Engineering. [Электронный ресурс] URL: <http://www.aece.ro/abstractplus.php?year=2009&number=2&article=14> (дата обращения: 19.09.2021).
27. Global monitoring for asset management [Электронный ресурс]. URL: <https://www.engerati.com/article/global-monitoring-asset-management> (дата обращения: 16.09.2021).
28. IDC MarketScape: Worldwide Social Media Management and Marketing Applications 2015 Vendor Assessment. [Электронный ресурс] URL: <http://www.idc.com/> (дата обращения: 23.04.2021).

29. Monitoring the low voltage grid: How AMI can help [Электронный ресурс]. URL: <https://www.engerati.com/article/monitoring-low-voltage-grid-ami-vattenfall-nes> (дата обращения: 16.09.2021).

30. Moriano, J. A New Approach to Detection of Systematic Errors in Secondary Substation Monitoring Equipment Based on Short Term Load Forecasting [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mdpi.com/1424-8220/16/1/85> (дата обращения: 16.09.2021).

31. Radu, S. Control engineering on board [Электронный ресурс]. URL: http://www.utgjiu.ro/rev_mec/mecanica/pdf/2012-02/2_Serghei%20Radu,%20Gheorghe%20Samoilescu.pdf (дата обращения: 16.09.2021).