



Авторы:

Разумов Р.В.,
Михайлов А.В.,
Соловьев М.Ю.,
ООО НПП «ЭКРА»,
г. Чебоксары, Россия.

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ВВЕДЕНИЕ

Аннотация: статья посвящена переосмыслению подхода к планированию ремонтных работ, предложена концепция перехода от плановых ремонтных работ к организации ремонта по фактическому состоянию. Необходимость перехода к ремонтам по фактическому состоянию обусловлена в том числе выходом Распоряжения Правительства РФ от 9 июня 2017 года №1209-р, и не может быть осуществлена без организации современных систем онлайн мониторинга и диагностики (далее – мониторинг) работающих в режиме 24/7. Предлагаемый в статье подход к организации систем мониторинга первичного оборудования в состоянии существенным образом продлить регламентные сроки службы первичного оборудования, снизить расходы на организацию плановых ремонтных работ, а также путем централизации данных на верхнем уровне управления (SCADA) сформировать объективную модель энергорайона с выводом информации о проблемных точках (конкретном первичном оборудовании с указанием его дефекта) энергосистемы, которые являются угрозой бесперебойной поставке электроэнергии от мест её генерации до конечного потребителя.

Ключевые слова: техническое обслуживание и ремонт (ТОиР), планово-предупредительные ремонты (ППР), мониторинг и диагностика, онлайн мониторинг, первичное оборудование, продление срока службы, программно-технический комплекс мониторинга и диагностики.



Разумов Роман Вадимович
Дата рождения: 14.01.1986.
В 2008 г. окончил ЧГУ им.И.Н. Ульянова по специальности инженер. Директор департамента автоматизации энергосистем (ДАЭС) ООО НПП «ЭКРА».

Данная статья открывает цикл статей, которые посвящены всем известным, но порой обделенным должным вниманием системам мониторинга высоковольтного энергетического оборудования, а также предлагаемым решениям компании ООО НПП «ЭКРА». В первой статье цикла будут раскрыты основные цели создания собственных решений, преимущества перехода от используемых в настоящее время планово-предупредительных ремонтов оборудования к ремонту по техническому

состоянию, виды контроля состояния оборудования, эффекты от внедрения систем мониторинга, а также представлен перечень наиболее востребованных данных, получаемых от систем мониторинга силового оборудования.

Характерной особенностью состояния основных фондов электроэнергетики в настоящее время является большое количество силового оборудования с истощенным нормативным ресурсом эксплуатации. Так, например, согласно Генеральной схе-

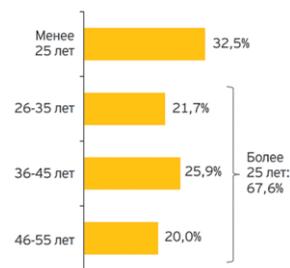


Рис. 1. Возрастная структура генерирующего оборудования на начало 2017 года [2]



Рис. 2. Степень износа основных фондов коммерческих организаций в РФ на конец года, в процентах [3]



**Михайлов
Алексей Владимирович**

Дата рождения: 23.02.1986.
В 2008 г. окончил электроэнергетический факультет ЧГУ им. И.Н. Ульянова по специальности «Электроснабжение». Инженер I кат. продуктового направления департамента автоматизации энергосистем ООО НПП «ЭКРА».



**Соловьев
Михаил Юрьевич**

Дата рождения: 21.10.1965. В 2012 г. получил диплом МВА ОУ ЛИНК. Заведующий отделом автоматизированных испытательных систем ООО НПП «ЭКРА».



Рис. 3. Сущность системы планово-предупредительных работ

ме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, около 46% установленных мощностей в России были введены до 1980 года, то есть имеют возраст более 39 лет (рис. 1). При этом свыше 90 ГВт мощности паротурбинного оборудования выработали парковый ресурс, а до 2025 года парковый ресурс выработают еще 30 ГВт мощности тепловых электростанций [1].

Несмотря на программы по договорам о предоставлении мощности для традиционных и возобновляемых источников энергии, доля вновь введенного энергетического оборудования в России за последние годы остается невысокой (рис. 2).

Статистические данные и экономические показатели генерирующих и сетевых организаций говорят о необходимости принятия мер по увеличению сроков эксплуатации различного электротехнического оборудования. Одной из возможных мер обеспечения надежной, бесперебойной и безопасной работы такого электрооборудования является внедрение эффективных методов неразрушающего контроля и технической диагностики, позволяющих производить оценку технического состояния электрооборудования, своевременно выявлять и устранять возникающие в нем дефекты.

Поддержка и должной степени надежности оборудования в процессе его эксплуатации в настоящее время обеспечивается преимущественно системой технического обслуживания и ремонтов (далее – ТОиР).

Начиная с 60-х годов прошлого века наиболее распространенным методом профилактики и выявления

неисправностей является применение системы планово-предупредительных работ (далее – ППР, рис. 3). В свое время эта система была хорошо отработана и отлажена, однако в настоящее время требует развития и адаптации, т.к. не отвечает современным тенденциям по увеличению процента оборудования с исчерпавшим нормативным ресурсом эксплуатации, а недостаточное экономическое обоснование рекомендуемых нормативов системы ППР снижает эффективность ее применения.

Как понятно из названия, ППР основывается на плановости и предупредительности. Плановость выражается в том, что для исключения неожиданного выхода оборудования из строя работы, входящие в ППР (рис. 4), осуществляются на основе заранее подготовленного плана. В советское время разработкой таких планов занима-

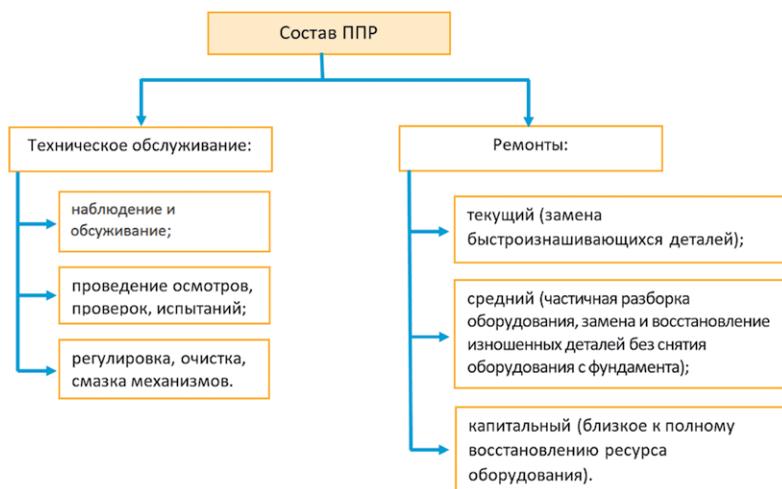


Рис. 4. Состав планово-предупредительных работ



лись централизованные научно-практические структуры – специализированные институты. Ими была подготовлена техническая документация, необходимая для регламентного обслуживания и ремонта самого разнообразного оборудования. После того, как не стало специализированных институтов, к собственникам оборудования полностью перешли задачи по разработке планов, перечней и объемов ППР, которые, как правило, опирались на уже существующие нормативные акты, корректировались незначительно, из года в год оставаясь без изменений. При этом не учитывалось ни изменение характера нагрузки на оборудование, ни техническое состояние и остаточный ресурс оборудования. Для нового оборудования нормативные акты, разработанные в то время, не учитывают тот факт, что сейчас в оборудовании применяются новые компоненты с иными характеристиками и свойствами. Современные материалы и технологии позволили существенно уве-

личить прочность и надежность оборудования и соответственно увеличить продолжительность межремонтных периодов работы оборудования.

Предупредительность ППР выражается в том, что техническое обслуживание и ремонты выполняются после отработки оборудованием определенного времени и выработки. Учитывая то, что разработанные в советское время нормативы включали в себя избыточный «страховой» запас, зачастую в ремонт выводилось работоспособное оборудование, что приводило к неоправданному его простоя и увеличению затрат на его содержание. Определив с помощью диагностических методов текущее техническое состояние оборудования, можно производить техническое обслуживание и ремонт не по календарному графику, а по графику, учитывающему реальное техническое состояние (далее – ТС) оборудования. Кроме того, появляется возможность продлить срок эксплуатации сверх нормативного, вплоть до выработки реального, заложенного изготовителем ресурса.

В настоящее время Министерство энергетики РФ своевременно предлагает отойти от планово-предупредительных ремонтов оборудования, а все работы по ремонту производить в зависимости от реального текущего ТС. Предполагается, что оценка ТС оборудования и решение о необходимости его ремонта или замены будет осуществляться на основании вычисляемого индекса ТС [4]. Благодаря современным системам диагностики, можно вычислить индекс ТС (рис.5) практически любого оборудования и, в зависимости от его значения, принять решение о необходимости использования соответствующих экономических и технических ресурсов, столь ограниченных в настоящее время.

Разработанные Министерством энергетики РФ «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей» [5] уже сейчас предусматривают и ППР, и ремонты по ТС, что позволяет компаниям самим выбрать стратегию ТОиР.

ТОиР по фактическому ТС предполагает оценку состояния оборудования, которое может быть определено такими методами как контроль по предельным значениям параметров и контроль текущих значений параметров.

Примером контроля по предельным значениям является испытание. Испытания проводятся в течении ограниченного времени, в ходе которого производятся измерения определенных для каждого оборудования параметров, таких как сопротивление изоляции, ток утечки, емкость, тангенс угла диэлектрических потерь, пробивное напряжение и т.д. Испытания не предполагают проведения аналитических исследований, полученные в результате испытаний контрольные величины

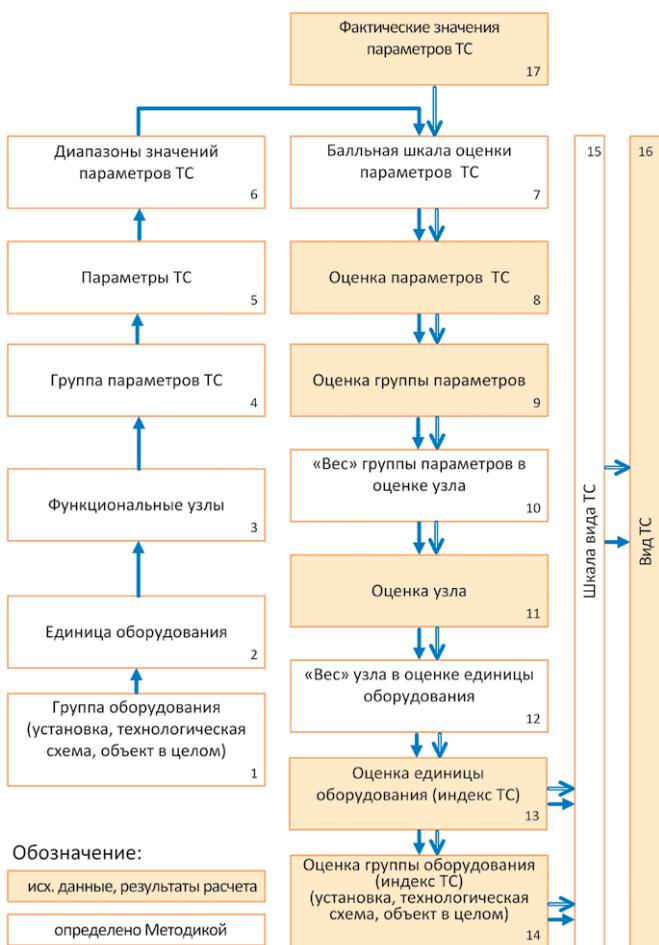


Рис. 5. Порядок расчета оценки технического состояния оборудования [4]



Рис. 6. Уровни диагностического контроля в соответствии с концепцией развития системы технического диагностирования ПАО «Россети» [7]

сравниваются с предельными значениями, которые, как правило, представлены в нормативной документации или в инструкции завода-изготовителя оборудования. Недостатком испытаний является то, что испытания не позволяют определить качество текущего ТС оборудования, определить динамику развития дефектов, которые, возможно, имеются в оборудовании, но пока не оказывают существенного влияния на его работоспособность. Кроме того, положительные результаты испытаний не гарантируют дальнейшую продолжительную безаварийную работу оборудования. Так, например, после успешных испытаний повышенным напряжением кабельные линии нередко выходят из строя в ближайшие месяцы [6]. Само испытание повышенным напряжением на оборудовании с большим сроком эксплуатации может вызвать пробой изоляции или значительное уменьшение остаточного ресурса эксплуатации. Испытания проводятся с заданной периодичностью, определяемой системой ППР, при этом отсутствует возможность отследить изменение параметров оборудования в период времени между испытаниями, что так же не исключает появления в этот период аварийных ситуаций.

В отличие от контроля по предельным значениям, контроль текущих значений параметров оборудования,

осуществляемый современными диагностическими методами, позволяет получить информацию о реальном ТС оборудования. Диагностика позволяет оперативно распознать и локализовать дефект в оборудовании, применяя неразрушающие методы контроля. Периодический контроль ТС оборудования диагностическими методами предоставляет возможность отследить динамику развития дефектов (тренд), оценить остаточный эксплуатационный ресурс оборудования, спрогнозировать дату и объем необходимого ТОиР, при этом производить ремонты исключительно дефектного оборудования (или его составных частей). Кроме того, с помощью современных автоматизированных систем можно обеспечить «непрерывный» контроль ТС

(мониторинг) и контролировать ТС в режиме реального времени без вывода оборудования из работы, что позволяет обнаружить быстроразвивающиеся дефекты, исключить аварийные ситуации в период между проведениями диагностических исследований. Мониторинг, с точки зрения объема получения данных, является наиболее информативным, в то же время, для достиже-



Рис. 7. Пример параметров силового трансформатора, контролируемых системой мониторинга [10]

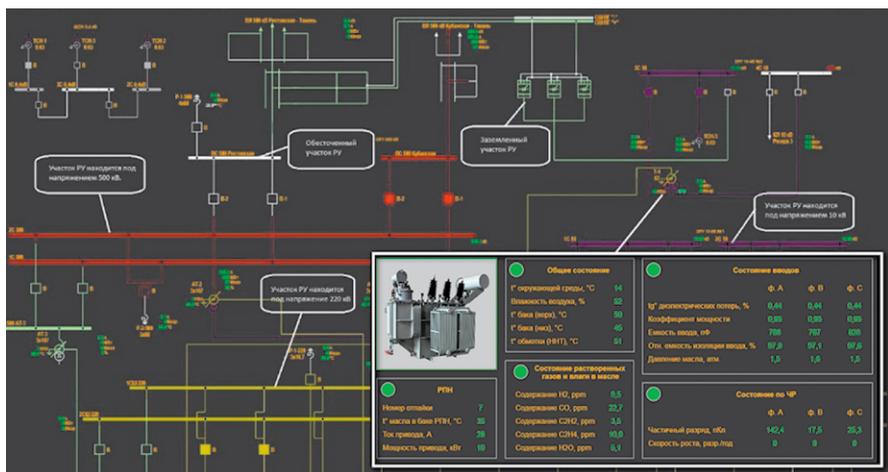


Рис.8. Пример отображения информации в виде мнемосхем в ПК «EKRASCADA»

ния требуемой степени детализации и достоверности состояний необходима установка большого количества различных стационарных датчиков, устройств сбора данных, организация каналов передачи данных к центрам сбора и анализа информации, что удорожает систему. Поэтому целесообразно устанавливать системы мониторинга на объекты электроэнергетики имеющие большую мощность и соответственно стоимость.

В соответствии с концепцией развития системы технического диагностирования ПАО «Россети» [7] предполагается, что данная система должна строиться на трех основных уровнях диагностического контроля (рис. 6).

В основе концепции лежит идея диагностирования оборудования с помощью систем мониторинга (по возможности) под рабочим напряжением без отключения. Современные системы мониторинга позволяют оперативно оценить ТС любого элемента энергосистемы, любого узла, механизма, при этом **степень новизны оборудования неважна**. С помощью систем мониторинга удастся не только продлить срок службы различного электрооборудования, сэкономить на планово-предупредительных ремонтах, но и не допустить аварийных ситуаций и избежать аварийных ремонтов – а значит сэкономить гораздо большие средства, чем затраченные на обслуживание.

Также **экономический эффект от внедрения систем мониторинга достигается в результате:**

- предотвращения травматизма персонала из-за повреждений оборудования;
- сокращения инвестиций на необосно-

- сокращения трудозатрат персонала при внедрении автоматизированных методов диагностики;
- снижения эксплуатационных затрат и потерь за счет реализации индивидуального подхода к планированию ремонтов;
- повышение достоверности данных о техническом состоянии оборудования и его отдельных узлов;
- сокращения сроков проведения плановых остановочных ремонтов в связи со своевременной и целенаправленной подготовкой к его проведению;
- уменьшения затрат на страхование оборудования;

- сокращения случаев недоотпуска электроэнергии и штрафных санкций со стороны потребителей за причиненный ущерб (!);
- увеличения допустимых перегрузок, либо, наоборот, продолжения рентабельной эксплуатации оборудования в условиях сниженных нагрузок.

Первоочередной целью систем мониторинга является выявление имеющихся в оборудовании дефектов, определение текущего технического состояния оборудования и его остаточного ресурса, что позволяет провести своевременные и целенаправленные работы по ремонту или замене оборудования, повысить надежность электроснабжения. При этом контролируемое оборудование может отличаться по своему на-

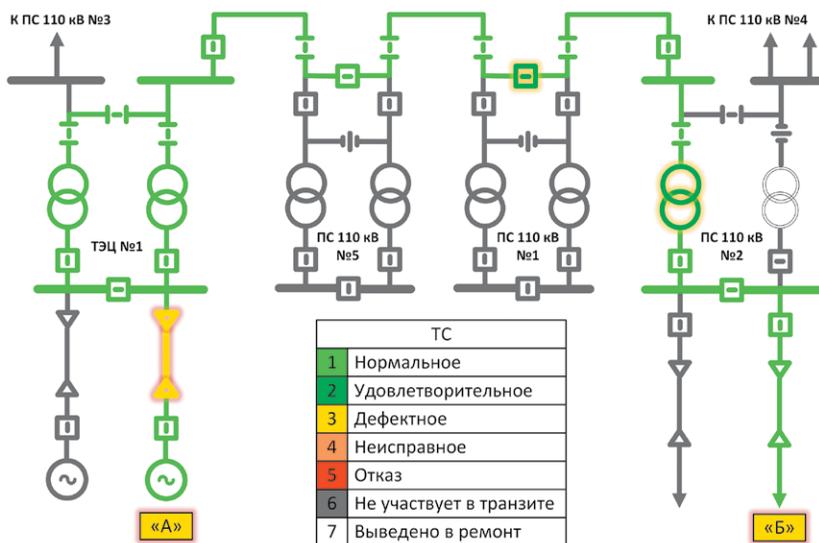


Рис.9. Определение «слабого звена» технологического транзита от точки «А» до точки «Б»

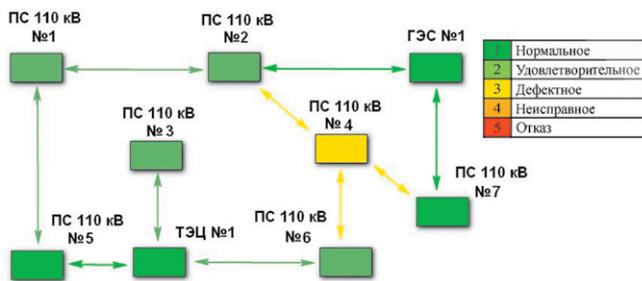


Рис.10. Определение «слабого звена» технологического транзита на уровне сетевой компании

значению, условиями эксплуатации, сложностью конструкции, что требует применения различных методов диагностирования и влияет на исполнение и, соответственно, стоимость системы мониторинга.

ТС оборудования описывается совокупностью диагностических параметров, число которых отличается для различного оборудования. Например, количество измеряемых параметров для силовых трансформаторов (рис. 7) и шунтирующих реакторов может достигать 38, масляных выключателей – 29, элегазовых выключателей – 25, ограничителей перенапряжения и разрядников – 10, разъединителей (с приводом) – 14, маслонаполненных измерительных трансформаторов и конденсаторов связи – 9 [8]. Достоверность оценки технического состояния оборудования напрямую зависит от количества контролируемых параметров, однако после определенного значения, информативность новых параметров снижается, а относительные затраты на установку и эксплуатацию системы увеличиваются. При таком многообразии параметров всегда встает вопрос выбора наиболее эффективных методов и здоровых компромиссов при построении систем. Решение об установке и выборе вида и состава систем мониторинга оборудования целесообразно применять по результатам оценки экономической эффективности от их применения (см. выше преимущества внедрения систем мониторинга).

Наиболее востребованными данными, получаемыми от систем мониторинга силового оборудования, являются [9]:

- контроль качества изоляции вводов ВН, СН с регистрацией абсолютных значений тангенса угла диэлектрических потерь ($tg\delta_1$), емкости основной изоляции (C_1) и их изменений ($\Delta tg\delta_1, \Delta C_1$);
- регистрация и анализ температурных показателей (обмотки, верхних/нижних слоев масла);
- регистрация и контроль выделяемых газов и влагосодержания в трансформаторном масле;
- регистрация и контроль допустимых систематических и аварийных перегрузок;

- регистрация и анализ пусковых токов двигателей привода РПН, маслонасосов, вентиляторов;
- регистрация высокочастотных импульсов для контроля интенсивности и локации ЧР в секциях КРУЭ и КЛ в изоляции из сшитого полиэтилена.

В настоящее время перед современными системами мониторинга ставятся два вида задач:

- определение в режиме «on-line» текущего состояния оборудования, выявление дефектов на ранней стадии их развития, прогнозирование остаточного ресурса;
- решение технико-экономических задач, таких как управление производственными активами сетевых компаний.

Для решения данных задач применяются решения НПП «ЭКРА» со средствами визуализации и аналитики, реализуемые в ПК «EKRASCADA», которая входит как элемент верхнего уровня ПТК Диамонт (программно-технический комплекс диагностики и мониторинга) производства НПП «ЭКРА». ПТК позволяет собирать данные с локальных систем мониторинга и в реальном времени отображать комплексную информацию по текущему состоянию оборудования (рис. 8) на всех уровнях управления сетевой компании: от оперативного персонала на подстанции, до руководящих сотрудников на уровне исполнительного аппарата.

В качестве источника данных ПТК Диамонт выступают первичные измерительные датчики, локальные системы мониторинга собственного производства, а также сторонних производителей. Так, например, в настоящее время одним из прогрессивных современных методов диагностики первичного оборудования, который хочется выделить отдельно, выступает метод измерения частичных разрядов (далее – ЧР). Технические решения по мониторингу ЧР и другим методам диагностики системы ПТК Диамонт будут рассмотрены в следующих статьях данного цикла.

Хранение собранной информации в единой базе данных позволяет с легкостью сравнивать текущие показания параметров оборудования с архивными данными, строить и анализировать тренды, в том числе учитывать скорости изменения трендов по годам (или иным временным интервалам), выявлять тенденции изменения параметров контролируемого оборудования по сравнению с однотипным оборудованием на других объектах эксплуатирующей компании, формировать сигналы предупредительной и аварийной сигнализации при выявлении выхода полученных значений за заданный диапазон отклонений.

После наработки базы данных по однотипным видам оборудования ПТК Диамонт средствами верхнего уровня на базе ПК «EKRASCADA» позволяет применять методы автоматического определения индекса ТС (см. рис.5), прогнозировать остаточный ресурс обо-



рудования за счет анализа технического состояния за длительный период времени и интегрировать полученные данные в систему управления производственными активами.

Вычислять индекс ТС первичного оборудования возможно не только для однотипного вида оборудования, но и для группы последовательно соединенных объектов, обеспечивающих транзит мощности от точки «А» до точки «Б» (рис.9). Зная индекс ТС каждого оборудования объекта, можно выявить «слабое звено» технологической цепи транзита электроэнергии как на уровне объекта, так и на уровне сетевой компании (рис.10).

Это позволяет точно направить материальные средства на проведение ремонтных работ или замену единицы первичного оборудования, повышая при этом общую надежность технологической цепи транзита.

Наличие комплексной информации по контролируемому оборудованию, как на уровне объекта, так и на уровне сетевой компании, позволяет более эффективно планировать инвестиции, оперативно выявлять оборудование, требующее организации работ по техническому обслуживанию и ремонту, определять очередность технического перевооружения объектов, имеющих выработавшее свой нормативный ресурс оборудование (рис.11).

Выводы

1. Хорошо отработанная и отлаженная в свое время система ППР в настоящее время требует развития и адаптации, т.к. не отвечает современным тенденциям по увеличению процента оборудования с истощенным нормативным ресурсом эксплуатации, а недостаточное экономическое обоснование рекомендуемых нормативов системы ППР снижает эффективность ее применения. Решением в настоящее время видится направление развития новой технологии эксплуатации и ремонта электрических сетей через внедрение систем мониторинга, позволяющих выполнять автоматическую оценку ТС электрооборудования в режиме «on-line» неразрушающими диагностическими методами.

2. Комплексная оценка ТС позволяет выявлять «слабое звено» в цепи технологического транзита от произ-

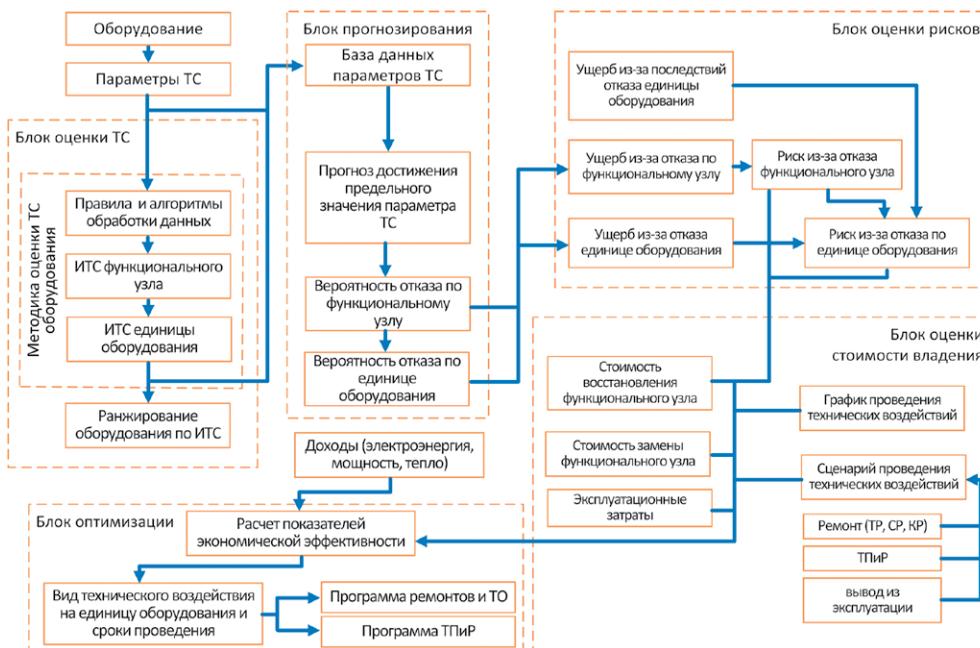


Рис.11. Схема принятия решения о виде технического воздействия на оборудование [4]

водителя электроэнергии до конечного потребителя, направлять соответствующие материальные и технические ресурсы на проведение ТОиР, поддерживая при этом уровень надежности электроснабжения на высоком уровне при невысоких затратах.

3. Современные программные комплексы совместно с системами мониторинга позволяют решать такую технико-экономическую задачу, как управление производственными активами электросетевых компаний.

Литература

1. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2017 года №1209-р.
2. Минэнерго России. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года.
3. Росстат. Степень износа основных фондов на конец года по коммерческим организациям [Электронный ресурс] URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/osnfond/STIZN_11.htm (дата обращения: 26.06.2019).
4. Приказ Минэнерго РФ от 26 июля 2017 года № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей»
5. Приказ Минэнерго РФ от 25 октября 2017 года № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики».
6. Подлесный В., Млынчик Т. Диагностика кабельных линий: уворот в новую эпоху // Электротехнический рынок. – 2013. – №2 (50). – С.28–31.
7. Пельымский В.Л. Концепция развития системы технического диагностирования. [Электронный ресурс] URL: <http://eepir.ru/images/news/iii-nau-conf2016/2.pdf> (дата обращения: 26.06.2019).
8. Вдовико В.П. Методология системы диагностики электрооборудования высокого напряжения // Электричество. – 2010. – № 2. – С. 14–20.
9. Загоскин Р.И., Гук А.А. Опыт эксплуатации систем мониторинга высоковольтного оборудования на объектах ПАО «ОСК ЕЭС» // Энергия единой сети. – 2016. – №5 (28). – С.48—54.