

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

И.Н. Антоненко (ООО «НПП «СпецТек»)

Модель управления по показателям деятельности широко используется в промышленности и энергетике. Ее возможности напрямую связаны со структурой показателей, с их достоверностью и актуальностью. Такая система показателей действует и в российской электроэнергетике. Рассмотрим результаты работ по созданию вычислительной платформы, обеспечивающей расчет, оперативный перерасчет и мониторинг показателей состояния энергетического оборудования. Созданное решение может быть адаптировано к другим видам оборудования и моделям расчета.

Ключевые слова: индекс технического состояния, вероятность отказа, риск отказа, автоматизация.

Российская энергетическая отрасль примерно с середины 2000-х годов стала объектом пристального внимания государства. Причиной тому стали негативные тенденции в энергосистеме, игнорировать которые далее было невозможно.

Глубокий кризис 90-х годов вызвал спад производства в электроэнергетике на 21%. Уровень инвестиций в отрасль снизился в 5 раз, что привело за 10 лет к росту износа оборудования до 52%, снижению объемов капитальных ремонтов и их качества.

Тариф на электрическую энергию практически исчерпал потенциал роста, и энергокомпании оказались не в состоянии финансировать и выполнять весь необходимый объем капитальных ремонтов, технического перевооружения, реконструкции и модернизации оборудования. Инерция этих процессов привела в последующие годы к росту износа оборудования среднем по отрасли до 65%.

С другой стороны, у потребителей появились обоснованные претензии к надежности энергоснабжения и качеству электроэнергии, получаемой из Единой энергетической системы (ЕЭС). В частности, для промышленных потребителей критичными стали просадки напряжения, искажения его формы, внеплановые аварийные отключения, которые нарушают технологический процесс производства, приводят к ухудшению качества продукции, порче сырья и

полуфабрикатов, повреждению и отказам дорогостоящего технологического оборудования или сокращению срока его службы.

Своего рода поворотным моментом можно считать Распоряжение Правительства РФ от 22 августа 2011 г. №1493-р «О плане действий по привлечению частных инвестиций в жилищно-коммунальное хозяйство». Этим документом было запланировано внесение изменений в законы РФ, предусматривающих установление федеральных стандартов надежности, качества и энергетической эффективности услуг в сфере электроснабжения и теплоснабжения. Тем самым создавалась правовая основа для повышения управляемости и усиления регулирующей роли государства в энергетике.

Распоряжением Правительства РФ от 03.04.2013 №511-р «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» был дополнен перечень нормативных актов, которые следует разработать в целях повышения надежности и качества энергоснабжения потребителей.

Последующими подзаконными актами был реализован ряд инструментов государственного регулирования (рис. 1). Прежде всего, это:

1. Постановление Правительства РФ от 19 декабря 2016 г. №1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов

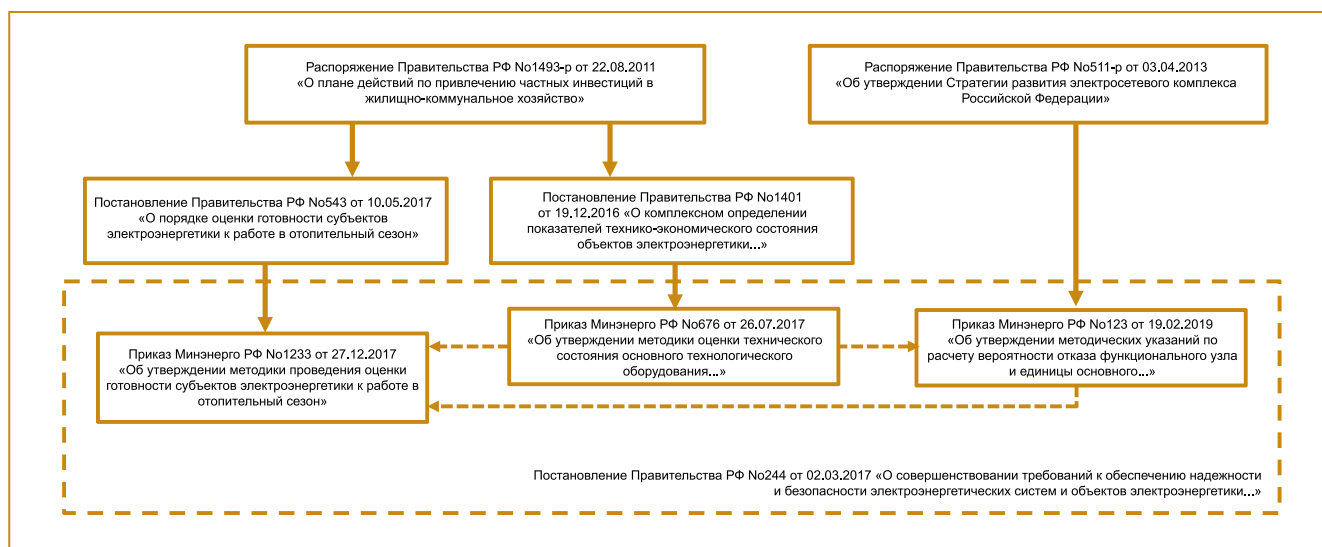


Рис. 1. Система нормативных актов, устанавливающих показатели состояния

электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей»,

2. Постановление Правительства РФ от 2 марта 2017 г. №244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»,

3. Постановление Правительства РФ от 10 мая 2017 г. №543 «О порядке оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон».

Во исполнение этих постановлений Министерство энергетики РФ выпустило соответствующие нормативно-методические документы:

1. Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей (утверждена приказом Минэнерго РФ от 26.07.2017 г. №676),

2. Методика проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон (утверждена приказом Минэнерго РФ от 27.12.2017 г. № 1233),

3. Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа (утверждены приказом Минэнерго РФ от 19.02.2019 г. №123).

Перечисленные нормативно-правовые акты установили многоуровневую систему показателей состояния объектов и субъектов электроэнергетики, которые рассчитываются Министерством энергетики РФ с определенной периодичностью на основании данных, предоставляемых субъектами электроэнергетики.

Указанные показатели рассчитывают и сами субъекты электроэнергетики (СЭ), в частности, это организации, занимающиеся производством и передачей электрической и тепловой энергии. Более того, они заинтересованы в том, чтобы рассчитывать эти показатели гораздо чаще, чем Минэнерго РФ, вплоть до непрерывного мониторинга. Это позволит им:

- анализировать динамику показателей в реальном масштабе времени,
- прогнозировать влияние планируемых мероприятий на величину показателей,
- соответственно корректировать планы, направленные на улучшение показателей,
- оценивать влияние выполненных мероприятий на показатели.

Однако для реализации этих возможностей необходимы соответствующие средства расчета и оперативного перерасчета.

Учитывая территориально распределенный характер деятельности каждого СЭ - большое число эксплуатируемых объектов (десятки тысяч у каждого СЭ, включая функциональные узлы и единицы

оборудования), массу параметров, значения которых необходимо собирать, хранить и обрабатывать, – без соответствующей автоматизированной системы расчета показателей состояния (АСРПС) не обойтись.

За создание такой системы взялись компании НПП «СпецТек» и «Философия.ИТ» (компания входит в «Лигу Цифровой Экономики»). Исполнители проекта в короткий срок разработали решение, в котором автоматизирован расчет:

- индексов технического состояния (ИТС) - интегральных показателей технического состояния, которые объединяют значения ряда других показателей технического состояния в единую величину, удобную для сравнения и оценки,

- вероятностей и последствий отказов оборудования,
- индексов готовности к отопительному сезону.

Созданное решение уже апробировано и внедрено в одном из крупных российских энергохолдингов.

Методическая основа АСРПС

В разработанной системе реализованы положения указанных выше нормативно-методических документов Минэнерго РФ. Не имея возможности описать их в полном объеме, ограничимся только основными аспектами. С более подробным анализом этих методик можно ознакомиться в [1].

1) Методика, утвержденная приказом Минэнерго №676.

На вычислительной платформе реализован математический аппарат этой методики по расчету ИТС – это формулы, а также логические операторы, которые применяются в зависимости от установленных в методике условий. Результатом расчета является массив ИТС в виде безразмерных величин в диапазоне 0...100. Значение каждого ИТС характеризует техническое состояние того объекта, для которого этот ИТС рассчитан: $ИТС \leq 25$ – критическое состояние, $25 < ИТС \leq 50$ – неудовлетворительное, $50 < ИТС \leq 70$ – удовлетворительное, $70 < ИТС \leq 85$ – хорошее, $85 < ИТС \leq 100$ – очень хорошее.

Величина ИТС рассчитывается в системе на нескольких уровнях разукрупнения. Нижним из них является ИТС функционального узла (ИТС_у), выше следует ИТС единицы основного технологического оборудования (ИТС_{ео}), далее – ИТС группы оборудования (ИТС_{го}), например, группа паровых турбин, группа турбогенераторов. Затем уровень объекта (ИТС_о) – электростанция в целом, подстанция. Верхним является уровень ИТС группы объектов, принадлежащих одному или нескольким СЭ (их объединенным подразделениям), то есть фактически ИТС субъекта (ИТС_{сэ}).

Уровни ИТС характеризуются иерархией и вложенностью (см. рис. 2). Каждый ИТС вышележащего уровня рассчитывается на основе значений ИТС нижележащего уровня, умноженных на весовые коэффициенты. И только на самом нижнем уровне ИТС_у рассчитывается на основе взвешенных значений групп параметров (ГП).

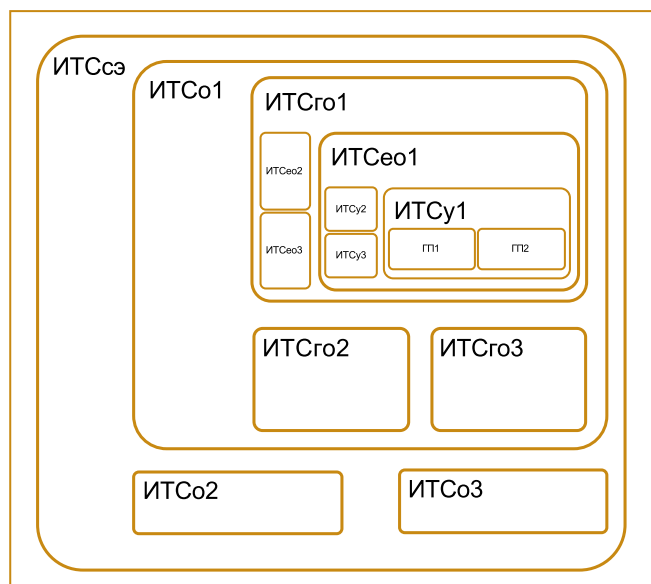


Рис. 2. Многоуровневая структура ИТС

Каждая ГП характеризует техническое состояние данного функционального узла определенным образом, и состоит из нескольких измеряемых физических параметров. Предполагается, что персонал будет производить измерения и вводить их в АСРПС, либо они будут поступать в систему из АСУ ТП или диагностических систем. После этого происходит автоматический перевод значений параметров в безразмерные баллы от «0» (наихудшая оценка) до «4» (наилучшая оценка) путем оценки их отклонений от предельно-допустимых значений и применения соответствующих логических операторов, установленных методикой. В итоге группе параметров присваивается балл, наименьший из полученных балльных оценок параметров, входящих в данную группу.

Для реализации указанной функциональности в АСРПС загружен весь тот обширный справочный материал, который содержится в методике: отраслевой классификатор оборудования и функциональных узлов, параметры их технического состояния и группы параметров, граничные значения этих параметров и шкалы их пересчета в баллы, весовые коэффициенты параметров и функциональных узлов, отражающие значимость каждой ГП и каждого функционального узла.

Совокупность рассчитанных таким образом ИТС обладает ценным свойством масштабируемости, которое означает, что ИТС принимает одинаковое значение при одинаковом уровне технического состояния на всех уровнях разукрупнения. Это позволяет создать единую шкалу технического состояния объектов на уровне СЭ и на уровне всей отрасли, и привести к ней техническое состояние разнородных объектов, которое характеризуется параметрами разной физической природы и измеряется принципиально разными средствами неразрушающего контроля.

Такая шкала дает возможность на уровне СЭ провести ранжирование всех объектов по величине ИТС

и определить приоритеты при планировании ресурсного обеспечения ремонтов, технического перевооружения и реконструкции.

В свою очередь, на уровне Минэнерго РФ производится ранжирование СЭ по величине износа оборудования, который определяется из выражения: $\text{Износ} = (1 - \text{ИТСсэ})$. Динамика ИТСсэ используется Минэнерго РФ для оценки эффективности ремонтных и инвестиционных программ СЭ и снижения физического износа оборудования.

2) Методические указания, утвержденные приказом Минэнерго №123.

Этот документ дополняет предыдущую методику в целях реализации риск-ориентированного управления (РОУ) активами [2]. В основу РОУ положена идея о списках оборудования, ранжированных по убыванию риска отказа. Ранжированный список позволяет направить ограниченные ресурсы на выполнение работ (ремонт, реконструкция) именно на том оборудовании, которое находится в верхней части списка и имеет наивысший риск отказа. Благодаря такому сфокусированному воздействию не происходит распыления ресурсов и достигается наибольший эффект повышения надежности и снижения риска отказов. При этом предполагается отмена второстепенных работ, которые не вносят существенного вклада в повышение надежности.

Математический аппарат, на котором основана методика, также реализован в системе: это выражения, которые активируются и применяются в зависимости от установленных методикой условий. Технический риск отказа единицы основного технологического оборудования (ЕО) в системе рассчитывается как произведение вероятности отказа ЕО на его последствия. Вероятность отказа ЕО приравнена к максимальной из вероятностей отказа функциональных узлов этой ЕО. В свою очередь, функция вероятности отказа функционального узла (функция ненадежности) рассчитывается как функция от прогнозируемых значений ИТСу. При этом для прогноза ИТСу используется линейная экстраполяция уменьшения ИТСу со временем, что дает линейную возрастающую функцию вероятности отказа. Результаты расчета выводятся в удобном для анализа виде (рис. 3, 4).

Реализована возможность корректировки прогноза изменения ИТСу до и после технического воздействия на объект/ЕО/функциональный узел, на основании оценки фактического значения ИТСу, а также корректировки тангенса угла наклона экстраполирующей линии. Применение этих корректировок приводит к более сложной форме функции ненадежности, более приближенной к ее фактическим значениям.

Последствия отказа рассчитываются в виде суммы составляющих – стоимость замены ЕО, затраты на пуск ЕО после восстановления, затраты на возмещение экологического убытка, затраты на компенсацию нанесенного вреда здоровью и жизни людей, а также

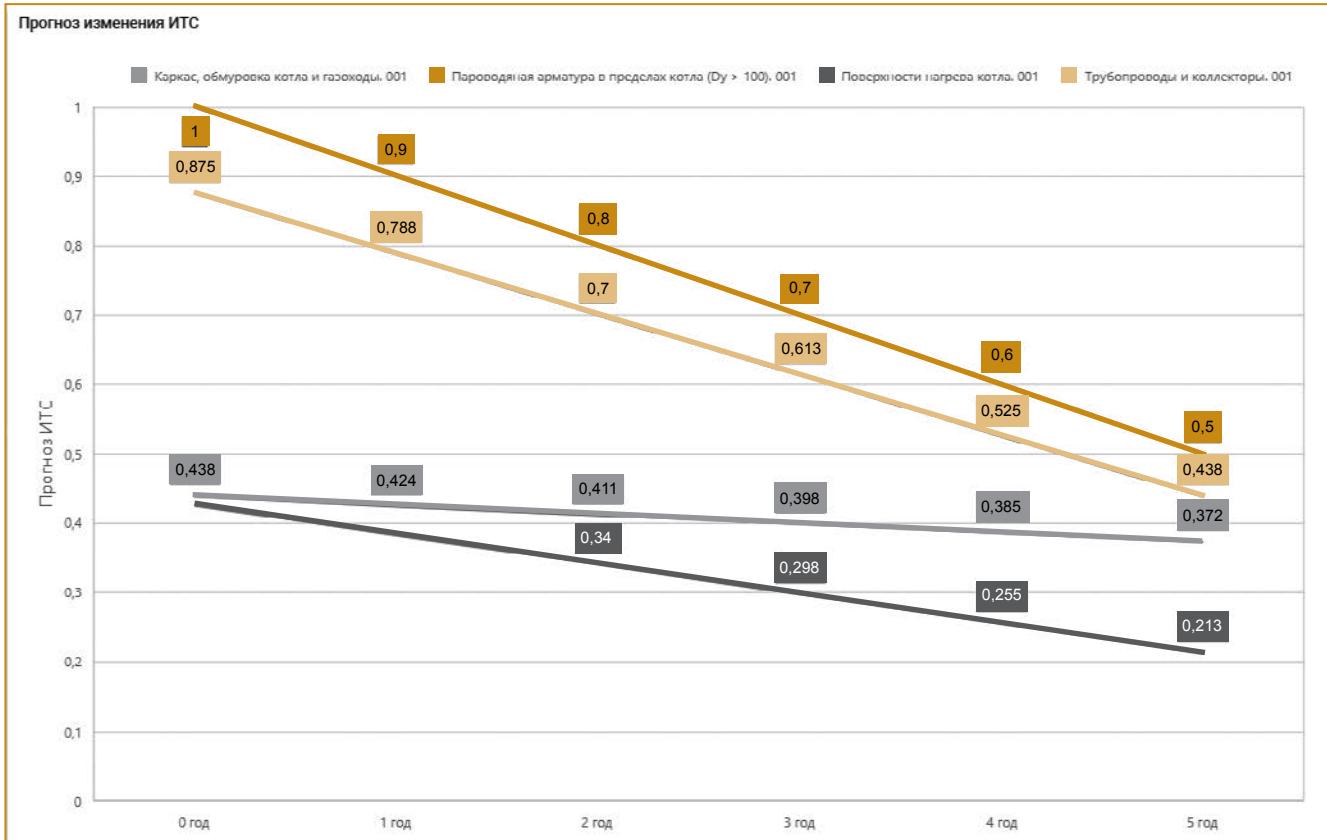


Рис. 3. Прогноз изменений ИТС функциональных узлов



Рис. 4. Прогноз изменения вероятности отказа узла и риска отказа ЕО

иные составляющие, отражающие различные виды убытков, учитываемые при определенных условиях.

3) *Методика, утвержденная приказом Минэнерго №1233.*

Данная методика задает единые и четкие критерии оценки готовности к отопительному сезону для всех энергокомпаний и позволяет выявлять несоответствия по количественным показателям. Она устанавливает индекс готовности субъекта к отопительному сезону (ИГС) и определяет порядок его расчета в виде безразмерной величины от 0 до 1. При этом уровням готовности «Готов», «Готов с условиями» и «Не готов» соответствуют значения $ИГС=1$, $0,95 < ИГС < 1$, $ИГС < 0,95$. По сути, ИГС интегрирует в себе взвешенные оценки множества видов деятельности энергокомпаний по подготовке к отопительному сезону.

Внедрение ИГС позволило Минэнерго РФ перейти к рейтинговой системе оценки готовности объектов/ субъектов электроэнергетики и к непрерывному мониторингу готовности с контролем динамики выполнения требований в автоматическом режиме.

Благодаря такому подходу:

- повышается точность и объективность выводов регулятора, поскольку оценка выполняется по единому алгоритму для всех;
- мониторинг деятельности энергокомпаний проводится в течение всего года, а не только фиксируется состояние на момент проверки;
- снижается административная нагрузка на энергокомпанию, поскольку проверка проводится дистанционно;
- повышается качество подготовки к отопительному сезону, поскольку мероприятия реализуются планомерно, а не аврально после проверки.

В соответствии с указанной методикой, в АСРПС сформированы предписанные методикой показатели готовности (ПГ), определены необходимые для их расчета поля данных, к ним привязаны соответствующие расчетные формулы и логические операторы, отличающиеся от показателя к показателю. Создана шкала для перевода в баллы результатов расчета показателей, загружены соответствующие граничные значения показателей и весовые коэффициенты, отражающие значимость выполнения того или иного показателя.

Показатели сгруппированы в условия готовности, а те, в свою очередь, – в группы условий:

- 1) производство и отпуск энергии;
- 2) системная надежность;
- 3) техническое состояние;
- 4) персонал;
- 5) противоаварийная и аварийно-восстановительная деятельность;
- 6) ремонтная деятельность;
- 7) топливообеспечение;
- 8) передача энергии;
- 9) оперативно-диспетчерское управление.

В ходе внедрения системы предполагается настройка применяемого набора показателей,

условий готовности и групп условий готовности в зависимости от вида деятельности СЭ – производство электроэнергии, энергоснабжение потребителей, передача электрической энергии, оперативно-диспетчерское управление.

Реализован математический аппарат по расчету индексов выполнения субъектом электроэнергетики условий готовности объекта (ИВУ), индексов выполнения групп условий готовности объекта (ИВГУ), индексов готовности объектов (ИГО) и индекса готовности субъекта (ИГС). Иерархичностью и логикой расчета индекс готовности похож на ИТС: индекс вышележащего уровня рассчитывается на основе значений индекса нижележащего уровня, и только на уровне ИВУ расчет идет на основе взвешенных значений ПГ. При этом в группе условий «Техническое состояние» в качестве ПГ используется ИТС и вероятность отказа единицы оборудования, рассчитанные по указанным выше методикам.

Архитектура АСРПС

Существуют различные архитектурные решения, применяемые при построении систем управления физическими активами [3]. В данном случае АСРПС состоит из следующих структурных элементов: сервер данных, сервер приложений, Internet сервер, клиентская часть.

Прикладное программное обеспечение АСРПС включает модули: администрирования, настройки моделей расчета, расчета, Web-интерфейса, визуализации и аналитики.

Модуль администрирования обеспечивает управление ролями пользователей, служит для создания реестра эксплуатируемого оборудования и его классификации в соответствии с отраслевым справочником, привязки контролируемых параметров, для управления моделями расчета – привязка, активация, деактивация, переключение моделей расчета в зависимости от наступления условий или событий.

Сами модели расчета формируются в специальном модуле, функциональность которого позволяет реализовать не только модели Минэнерго РФ, но и другие варианты моделей расчета (рис. 5).

Модуль расчета реализован в виде сервера приложений, который обеспечивает оперативный перерасчет показателей в случае изменения исходных данных. Модуль взаимодействует с данными таким образом, что изменение одного параметра на нижнем уровне будет вести к автоматическому (или по команде пользователя) перерасчету показателей вверх по уровням иерархии.

Модули администрирования и настройки моделей имеют клиентскую часть. Однако большинство пользователей получают доступ к функциям системы через Web-интерфейс. Он позволит персоналу цехов (операторам, обходчикам), используя мобильный терминал, смартфон или планшет, посредством браузера вводить и корректировать значения контролируемых

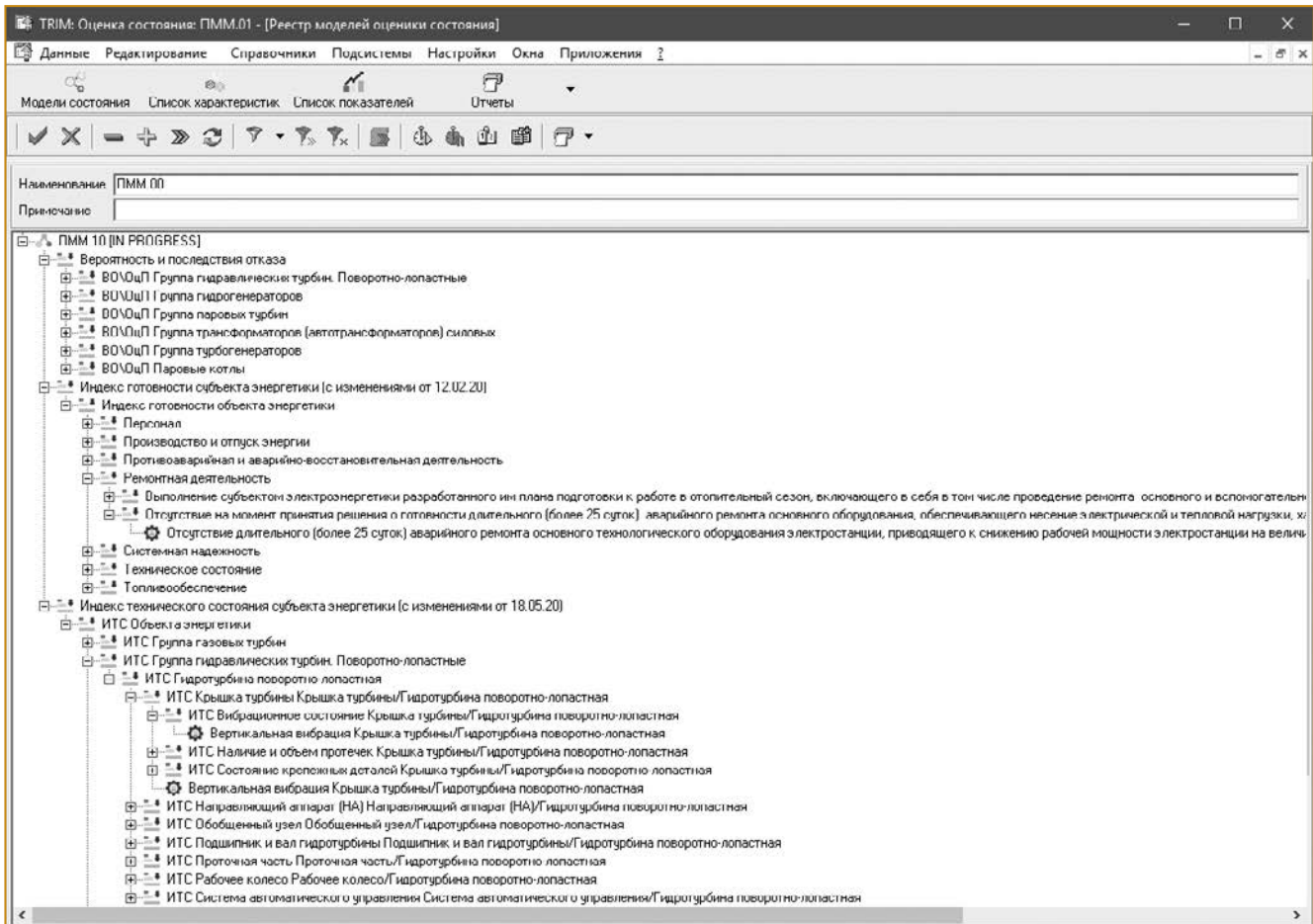


Рис. 5. Реестр моделей оценки состояния

параметров, входящих в модель расчета показателей. Руководители же смогут через Web-интерфейс осуществлять согласование параметров, получать результаты расчета показателей и пользоваться визуальными инструментами аналитики (dashboard).

Такая архитектура позволила создать многофункциональную вычислительную платформу для распределенного сбора данных, расчета интегральных показателей и выгрузки их на верхние уровни управления предприятием и отраслью.

Заключение

Разработанная система является источником актуальной информации для руководителей о состоянии оборудования и готовности к отопительному сезону. Инструменты визуализации и анализа повышают оперативность и эффективность управленческих решений. В частности, модуль аналитики позволяет анализировать распределение объектов по уровням состояния и готовности, ранжировать объекты и филиалы по величине ИТС/ИГС, выявлять функциональные узлы, группы оборудования, объекты

и параметры, в наибольшей степени повлиявшие на понижение ИТС/ИГС.

Созданное решение дает компаниям инструмент автоматизированного расчета ИТС/ИГС, а также расчета и прогнозирования вероятности и технического риска отказа функционального узла/единицы оборудования. Немаловажной является возможность оперативного перерасчета ИТС/ИГС и риска отказа при изменениях первичных параметров, а также возможность перенастройки модели расчета при изменениях нормативной базы.

Список литературы

1. Антоненко И.Н. Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики // Энергоэксперт. 2020. №1(73). С. 26-33.
2. Антоненко И.Н. Риск-ориентированное управление техническим состоянием активов в энергетике // В мире неразрушающего контроля. 2020. Т.23, №1. С. 18-22.
3. Молчанов А.Ю. Организация распределенных вычислений для управления физическими активами // Автоматизация в промышленности. 2017. №8. С. 23-28.

Антоненко Игорь Николаевич — канд. техн. наук, преподаватель ФГБВОУВО «Военно-космическая академия имени А.Ф. Можайского» начальник отдела ООО «НПП «СпецТек». Контактный телефон +7 (812) 329-45-60. E-mail: antonenko@spectec.ru