



УДК 621.311

ЗОЗУЛЯ Д.В., канд. техн. наук,

Ин-т проблем безопасности АЭС НАН Украины, г. Киев

## СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

*Пронализованы перспективные разработки современных систем мониторинга и диагностики электроэнергетических объектов, систем и электротехнического состояния оборудования, направленных на повышение безопасности, надежности и эффективности управления объединенной энергетической системой Украины.*

**М**одернизация национальной экономики, развитие ее новейших и перспективных отраслей невозможно без инновационного развития отечественной электроэнергетики, достижения европейского уровня надежности безопасности и энергоэффективности производства и сферы человеческой деятельности. Однако, вследствие объективных данных (основной парк энергетического оборудования Украины был введен в эксплуатацию в 70–80-х годах XX ст.) мощные энергетические объекты требуют реконструкции и модернизации. На блоках ТЭС, ГЭС, АЭС Украины установлено уникальное оборудование. В ближайшие годы около 35% турбо- и гидрогенераторов блочных трансформаторов и половина парка трансформаторов собственных нужд, пускорезервных трансформаторов и автотрансформаторов связи, высоковольтного оборудования и сетей превысят нормированный срок службы 25–30 лет. Пока оборудование не показывает симптомов значительного старения по известным признакам, можно предположить реальную возможность продления времени эксплуатации оборудования до 35–40 лет. Мировой опыт показывает, что ни одна энергетическая система не застрахована от аварийных отказов и возможных критических ситуаций. Опыт эксплуатации показывает, что нет смысла экономить на контроле и диагностике оборудования — ремонты стоят дороже.

Использование "on-line" мониторинга и экспертных систем диагностики позволяет получать данные о состоянии электроэнергетического оборудования и заключения без вмешательства человека. Преимущества таких, методов, способов и систем очевидны — это оперативность, непредвзятость при поведении диагностического анализа, независимость от личного опыта и навыков персонала, централизация контроля. Комплекс диагностических параметров, скорость изменения параметров и их тенденции, выявление проблем с оборудованием на более раннем этапе развития, эксплуатация "критического" оборудования, выявление дефектов, проявляющихся только в реальных режимах, накопление электронного архива — вот далеко не полный перечень возможностей современных комплексов мониторинга и диагностики.

В настоящее время разработаны и внедрены системы мониторинга и диагностики, установившихся и переходных режимов функционирования электрических сетей, станций и подстанций (информационно-диагностический комплекс (ИДК) "Регина", цифровые регистраторы (ЦР) "Рекон", система технологического контроля "СТК-ЭР"). Представляется целесообразным, на базе существующих систем провести исследования по созданию комплексной системы контроля и диагностики основного силового электрооборудования: генератор-токопровод-трансформатор. Такой подход, с учетом серийно выпускаемых ИДК, ЦР, СТК-ЭР, позволит разработать новые методы диагностики, создаст новое поколение устройств, позволяющих осуществить автоматизированный контроль энергетических систем, с применением высоко интеллектуальных экспертных программ. Постановка таких задач требует системного комплексного подхода и создания научно-технических основ построения и функционирования аппаратно-программных комплексов разных типов, ориентированных на обеспечение решения широкого круга актуальных задач объектного и системного уровней.

**Семейство информационно-диагностических комплексов "Регина"** (созданный Институтом электродинамики НАН Украины, МЧП "Анигер", ГП "Национальная энергетическая компания "Укрэнэрго").

Созданные на базе комплексов "Регина" (Рис. 1) системы мониторинга и диагностики широко внедрены в объединенной энергетической системе (ОЭС) Украины: на всех атомных, 22 тепловых электростанциях, на всех электрических подстанциях напряжением 750 кВ, и на большинстве подстанций 330 и 110 кВ. На объектах Украины эксплуатируется около 650 комплексов семейства "Регина" [1].

Комплексы "Регина" установлены на блоках ТЭС, ТЭЦ и подстанциях ОЭС в Республике Беларусь, Молдова, Азербайджане и России Табл. 1.

Информационно-диагностический комплекс "Регина" предназначен для регистрации аналоговых и дискретных сигналов, анализа развития аварийных ситуаций, оценки функционирования устройств релейной защиты и автоматики, опре-



Рис. 1. ИДК "Регина"

деления места повреждения при коротких замыканиях на линиях электропередачи, определения остаточного ресурса высоковольтных выключателей, построения суточной ведомости режимов, проведения фазового и гармонического анализа синусоидальных сигналов, выделения симметричных составляющих в трехфазных сетях переменного напряжения, вывода информации в виде текстовых сообщений, графиков и таблиц на экран дисплея и на печать, а также передачи зарегистрированной и обработанной информации на любые высшие уровни управления [2].

К семейству комплексов "Регина" принадлежит и созданный электроизмерительный регистрирующий прибор (ЭИРП) "Регина-Ч", которая по своим техническим характеристикам и функциональным возможностям не имеет аналогов в Украине. Система мониторинга переходных режи-

мов "Регина-Ч" предназначена для: регистрации мгновенных значений токов и напряжений; измерения силы, напряжения, мощности, фазы и частоты переменного тока; хранения в памяти результатов измерений; программной обработки измерительной информации, вывода ее в виде цифровых массивов и текстовых сообщений, графиков, таблиц на монитор и печать, а также передачи ее на любые уровни с привязкой к сигналам точного времени с использованием сигналов GPS.

Система мониторинга переходных режимов "Регина-Ч" установлена на подстанциях 330, 400, 750 кВ ОЭС Украины, 500 кВ Казахстана, ее опыт эксплуатации подтверждает высокие функционально-технические характеристики. Регистраторы обеспечивают непрерывную регистрацию сигналов такой длины, какая задается заказчиком. Продолжительность каждой аварии определяется продолжительностью аварийного процесса, определяется также причина запуска регистратора, расстояние до места аварии, места повреждения и аварийных отключений. Примеры регистрации аварийного режима представлены на Рис. 2.

На базе ИДК "Регина" создана **система мониторинга аппаратной части мощных энергетических блоков, в частности, элегазовых выключателей и изоляции высоковольтных вводов**. Своевременный вывод из эксплуатации элегазовых выключателей (снижение давления и плотности элегазовой изоляции газовых выключателей, состояния пружин пружинных приводов, снижение давления

в гидравлических приводах), а также контроль состояния за изменением тангенса угла диэлектрических потерь  $\Delta \text{tg} \delta$ , емкости  $\Delta C/C$  и модуля полной проводимости  $\Delta Y/Y$  позволяет не только сохранить дорогостоящее аппаратное оборудование, но и избежать экономических ущербов [3].

За время эксплуатации, результатов разработок и внедрений семейства комплексов "Регина" 2001–2010 года получен экономический эффект **1 194 млн. грн.**

Научная составляющая проведенных исследований заключается в разработке теории, принципов построения и методов синтеза корпоративных компьютерных систем ориентированных на оперативное управление режимами ОЭС Украины.

Таблица 1. Результаты внедрения систем мониторинга и диагностики "Регина" на электроэнергетических объектах (ЕЕО) и ОЭС.

Название (комплекса, системы)	Страна	Объекты внедрения	Кол-во комплектов
Комплекс «РЕГИНА»	Украина	НЭК «Укрэнэрго»	234
Комплекс «РЕГИНА»	Украина	Облэнэрго	79
Комплекс «РЕГИНА»	Украина	АЭС	20
Комплекс «РЕГИНА»	Украина	ГЭС, ГАЭС	12
Комплекс «РЕГИНА»	Украина	ТЭС	22
Комплекс «РЕГИНА»	Украина	Укрзалізниця	107
Комплекс «РЕГИНА»	Азербайджан	Подстанции 220 кВ	2
Комплекс «РЕГИНА»	Белорусь	ГРЭС	26
Комплекс «РЕГИНА»	Белорусь	ТЭЦ	33
Комплекс «РЕГИНА»	Белорусь	Подстанции 330÷110кВ	55
Комплекс «РЕГИНА»	Молдова	ГРЭС	8
Система диагностики состояния изоляции на базе комплексов «РЕГИНА»	Украина	Подстанции 750 кВ	2
Система сбора информации от микропроцессорных устройств РЗА	Украина	Подстанции 750÷110 кВ	23
Телеинформационные системы передачи информации диспетчеру	Украина	НЭК «Укрэнэрго»	91
Система мониторинга элегазовых выключателей	Украина	Подстанции 750 кВ	3
Система мониторинга на базе ЭИРП «РЕГИНА-Ч»	Украина	Подстанции 750÷330 кВ, АЭС	19
Система мониторинга на базе ЭИРП «РЕГИНА-Ч»	Казахстан	Подстанции 1150 кВ, ГРЭС	2



**Программно-аппаратные комплексы "Рекон"** (НПП "РЕКОН", г. Донецк). Удачные принципиальные решения позволили специалистам предприятия "РЕКОН" создать в Украине и СНГ, за восемнадцать лет производства устройств с маркой "РЕКОН" (Рис. 3), более десяти типов надежных программно аппаратных комплексов для выполнения уникальных технологических операций в электроэнергетическом, атомном, металлургическом и других секторах промышленности:

- производились "Рекон-04", "Рекон-05БС", "Рекон-06БС", выпускаются в настоящее время "Рекон-07БС"); автономные регистраторы аварийных процессов "Рекон" (в разные годы);

- цифровые осциллографы "Рекон-04ДПМ" для диагностики приводов Систем управления и защит реакторов энергетических блоков атомных электростанций; устройства контроля технологических систем металлургических производств "Рекон-04ХМС";

- мобильные комплексы общего применения "Рекон-08МС", предназначенные для упрощения пусконаладочных работ и ремонтных операций, выявления редких, "случайным образом" повторяющихся отказов в электроэнергетическом и технологическом оборудовании;

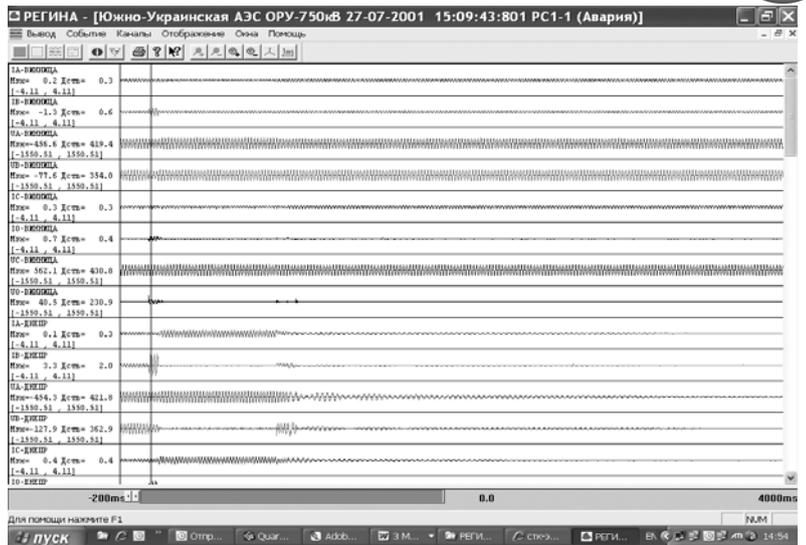
- мобильные специализированные устройства "Рекон-08ВВ" предназначенные для проверки параметров высоковольтных выключателей в период ремонта и наладки;

- мобильные архивирующие комплексы общепромышленного назначения "Рекон-09МА", совмещающие функции "Рекон-08МС" со способностью непрерывной регистрации и архивации данных о течении технологических процессов до трех и более суток;

- мобильные комплексы "Рекон-08РЗА", совмещающие функции "Рекон-08МС" со специфическими свойствами, позволяющими решать задачи проверок устройств РЗА и ПА.

Уникальные характеристики изделий позволяют решать не только производственные задачи, связанные с локализацией последствий аварийных ситуаций, безопасностью функционирования атомных станций, производительностью металлургического оборудования, но и внедряться в область ранее неизвестных прикладной науке явлений, влияющих на надежность функционирования электроэнергетических систем [4].

В качестве примера рассмотрим аварийное отключение энергоблока №3 1000 МВт Ровен-



**Рис.2.** Реконграмма регистрации аварийного процесса Южно-Украинской АЭС ОРУ-750кВ 27-07-2001 15:09:43:801 РС1-1 (Авария)

Причина запуска регистратора: Сработали дискретные сигналы, пуск НДЗ-Д

АВАРИЙНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ:	ОТКЛЮЧЕНИЕ ОТ:	МПО:
ф.В 7В (КQВ)	ОТКЛ. НДЗ-ДАПВ	Фазное короткое замыкание
ф.В 8В (КQВ)	ПУСК АПВ от БЗЛ-Д	на линии ДНЕПР
ф.С 8В (КQC)	ОТКЛ. ФВ-Д от АПВ	Расстояние до КЗ: 232.947 км
ф.С 8В (КQC)	ОТКЛ. ФА-Д от АПВ	Длина линии: 335,700 км
ф.А 7В (КQA)	ОТКЛ. ФВ-Д от АПВ	Повреждены фазы : В
ф.А 8В (КQA)	ОТКЛ. ФС-Д от АПВ	$I_0 = 2.71 \text{ kA}$ $3U_0 = 131.87 \text{ kV}$
ф.С 8В (КQC)	ВКЛ. 8В-Д от АПВ	
ф.С 7В (КQC)	ВКЛ. 8В-Д от АПВ	

ской АЭС 26.10.2007 г., которое отслеживалось рекогнограммой (Рис. 3) напряжений (фазных и  $3U_0$ ) вблизи момента срабатывания защиты. Источником сигнала для прибора "Рекон" были вторичные обмотки трехфазной группы неповрежденных трансформаторов напряжения ЗНОЛ 06 24У. После ознакомления с рекогнограммами, связанными с рассматриваемым событием, можем отметить следующее:

1. Необходимо обратить внимание на имеющуюся несимметрию в нормальном режиме на данном присоединении (Рис. 4). Напряжение фазы В в нормальном режиме уже имеет просадку по сравнению с другими фазами ( $U_A = 14,19 \text{ кВ}$ ,  $U_B = 13,62 \text{ кВ}$ ,  $U_C = 14,44 \text{ кВ}$ ,  $3U_0 = 0,53 \text{ кВ}$ ). Этот факт следует учитывать при дальнейшем анализе.

2. После отключения нагрузки генератора в сети сохранилась чисто аварийная ситуация и, как видно из рекогнограммы (Рис 4),  $3U_0$  выросло незначительно, как это обычно бывает при ме-



**Рис. 3.** ПАК "Рекон"

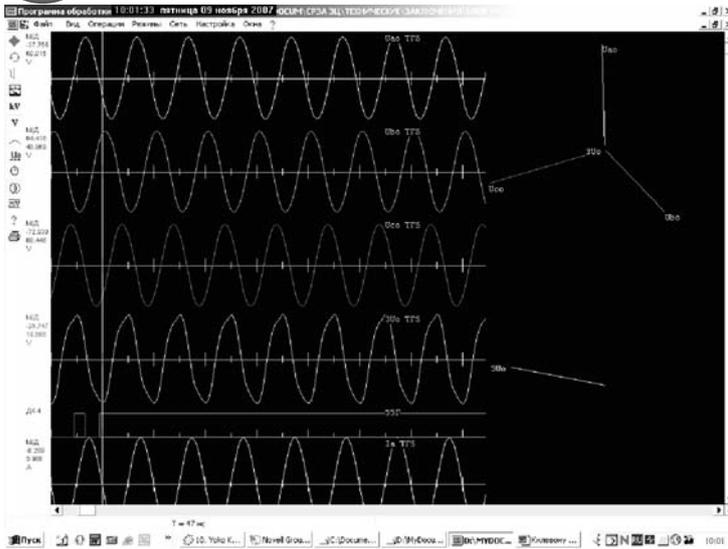


Рис. 4. Реконограмма аварийного отключения энергоблока №3 Ровенской АЭС 26.10.2007 г. (RECON 207.075)

таллическом замыкании фазы, а именно в этом случае  $3U_0$  через переходное сопротивление с коэффициентом полноты замыкания

В этом случае на несимметрию "работают" емкости всех фаз (поврежденной в том числе). Кроме того, обнаруженное повреждение фазы "А" TV6 свидетельствует о том, что несимметрия и была вызвана этим повреждением. В данном случае роль переходного сопротивления в месте замыкания играла обмотка поврежденного TV6 фазы "А" (30% виткового замыкания). Таким образом, сочетание всех этих факторов: оставшаяся емкость поврежденной фазы, изменившиеся активное и индуктивное сопротивления и могли вызвать такое расположение вектора  $3U_0$  по отношению к другим фазам.

3. Анализ реконограм напряжений также показывает, что за несколько периодов до и после момента срабатывания защиты фазные напряжения по амплитудным значениям были практически одинаковы, но углы сдвига фаз между ними отличаются от симметричного расположения. Так угол между напряжениями фаз "А" и "В" составляет около 132 электрических градусов, между напряжениями фаз "В" и "С" – 120 электрических градусов, а между напряжениями фаз "С" и "А" – 108 электрических градусов. Расчеты показывают, что несимметричное расположение фазных напряжений привело к появлению напряжения на разомкнутых концах открытого треугольника дополнительных обмоток трехфазной группы ТН ( $3U_0$ ), мгновенное значение которого в момент срабатывания защиты составило около 20 % от амплитуды фазного напряжения и, как следствие, к срабатыванию защиты. Смещение напряжения фазы "А" относительно симметричного расположения (на угол около 12 электрических градусов

в сторону напряжения фазы "С") свидетельствует о том, что сопротивление этой фазы по отношению к земле отличается от сопротивлений двух других фаз. Если учесть, что за несколько десятков периодов до момента срабатывания защиты значение напряжения  $3U_0$  было пренебрежимо мало, то отличие в сопротивлении фазы "А" по сравнению с другими фазами однозначно связано с повреждением ТН фазы "А". Действительно, угол потерь входного сопротивления ТН, у которого около 30% обмотки высокого напряжения имеют витковые замыкания, будет значительно больше, чем у исправного трансформатора.

Срабатывание защиты, вызвавшей отключение энергоблока №3 Ровенской АЭС 26.10.2007 г. однозначно связано с повреждением ТН фазы "А".

**Системы технологического контроля СТК-ЭР-"Ракурс" ("Электросила") параметров и диагностики состояния основного и вспомогательного оборудования турбо- и гидрогенераторов.** Обеспечение непрерывного эксплуатационного контроля турбо- и гидрогенераторов, а также их вспомогательных систем является основой надежной работы этого оборудования. Для реализации функции диагностики состояния оборудования необходимо получение и накопление полной и достоверной информации в течение длительного периода эксплуатации, что на средствах контроля предыдущего поколения становится практически невозможно.

Современные технические средства, в первую очередь, промышленная электроника и вычислительная техника, достигли высокой степени надежности и долговечности, а вычислительные ресурсы и объемы памяти позволяют решать неограниченный круг задач. Примером системы, отвечающей передовым требованиям, является система контроля и измерения технологических параметров генераторов СТК-ЭР.

В 1997 году ООО "НПФ "Ракурс" совместно со специалистами ОАО "Электросила" разработана система для технологического контроля параметров турбо- и гидрогенераторов "СТК-ЭР". В последующие годы система успешно развивалась, добавляя в свой арсенал все новые и новые возможности.

Современная модификация системы осуществляет измерения заданного набора технологических параметров (температуры активных частей, подшипников, охлаждающих сред, электрических параметров, влажности воздуха, механических вибраций и вибраций лобовых частей, увлажнения изоляции межфазных зон и др.); проверку нахождения этих параметров в пределах установленных норм с выдачей соответствующих сигналов и сообщений, если имеют место отклонения от этих норм или при сбоях и отказах изме-



Рис. 5. Система СТК для гидрогенератора Красноярской ГЭС (гидроагрегат № 2) (мощностью 500 МВт, 416 точек контроля)

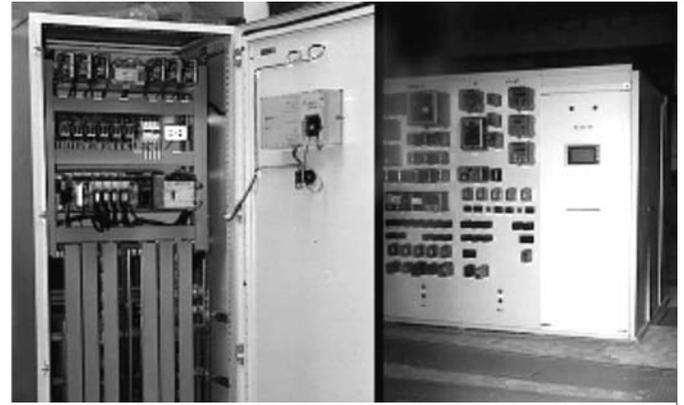


Рис. 6. СТК термоконтроля для гидроагрегатов Шекснинской ГЭС (мощностью 20 МВт, 64 точки контроля)

рительных устройств и средств контроля самой системы. На Рис. 5 и 6 приведены система высококлассного оборудования термоконтроля с полным набором необходимых программных продуктов для гидрогенераторов мощностью 20 и 500 МВт [5].

СТК-ЭР обеспечивает мониторинг генератора, формирует и выдает сменный отчет и отображает запрошенные оператором-технологом данные в виде таблиц, графиков или мнемосхем, формирует диаграмму мощности, осуществляет архивирование результатов контроля и выполняет ряд сервисных эксплуатационных функций.

К заметным конкурентным преимуществам "СТК-ЭР" можно отнести: высокую точность и стабильность измерений, невосприимчивость к помехам, высокую надежность, гибкость в подключении и обмене информацией с другими системами, богатые сервисные возможности, отсутствие жестких требований к условиям эксплуатации.

К новой функциональной возможности программно-технического комплекса ПТК "СТК-ЭР" следует отнести контроль увлажнения изоляции междуфазных зон обмотки статора, наличие жидкости в корпусе генератора, с последующим расчетом температуры точек росы в генераторе и возбuditеле. Причиной начала данной разработки явилось требование о необходимости данного контроля на турбогенераторах мощностью 800 МВт. В качестве основы в СТК-ЭР используется изобретение по обнаружению данного увлажнения с помощью электроизоляционной композиции на основе микропорошка карбида кремния и эпоксианилиновой смолы.

Всего разработано, изготовлено и внедрено более 100 систем технологического контроля "СТК-ЭР" турбогенераторов и гидрогенераторов ТЭС, ГЭС и АЭС мощностью от 6 до 1000 МВт.

#### Выводы и рекомендации.

1. В настоящее время нарабатан уникальный потенциал в области контроля, диагностики и мониторинга электроэнергетических систем. Созданы высококачественные и конкурентоспособные

системы управления вспомогательным и общестанционным оборудованием атомных электростанций, ГЭС, ТЭС.

2. Целесообразно использовать интерпретации систем мониторинга и диагностики как режимов ОЭС Украины так и мощного электротехнического оборудования (турбо- и гидрогенераторов, трансформаторов, электрических линий электрогенерирующих компаний, токопроводов). Информация зарегистрированных событий от таких систем должны передаваться в диспетчерский центр ОЭС Украины.

3. Отсутствие на многих генераторах и трансформаторах современных систем регистрации аварийных событий часто исключает однозначное установление причин аварий. Это препятствует своевременной и адекватной разработке мероприятий по повышению надежности силового энергооборудования.

4. По оценке ведущих специалистов ОАО "Укргидроэнерго" установленные комплексы семейства "Регина" и "Рекон" зарекомендовали себя с наилучшей стороны.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Лучников В.А. Отечественная наука по-настоящему решает проблемы электроэнергетического производства// Голос Украины – 2010. – 14 сентября (№ 170). – С. 1.
2. Стогний Б.С., Кириленко А.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України для розв'язання задач диспетчерського керування// Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009, вип. 23. – С. 147–155.
3. Буткевич О.Ф., Тутик В.Л. Моніторинг та діагностування електроенергетичних об'єктів та систем України на базі комплексів "Регіна"// Гідроенергетика України. – 2010. – № 3. – С. 46–49
4. Иванилов Б. В., Заболотный И. В. Оценка технологии регистрации и обработки информации// Электрические станции – 2003. – № 3. – С.
5. Горохов С.Г. Современная система технологического контроля и диагностики состояния основного и вспомогательного оборудования турбо- и гидрогенераторов на основе ПТК "СТК-ЭР".// Сб. докл. техн. семинара. – М.: – 2005. – С. 164–172.
6. Лившиц А.Л., Зозулин Ю.В. Общественное обсуждение работы "Мониторинг и диагностирование электроэнергетических объектов и систем Украины на базе комплексов "Ре-

© Зозуля Д.В., 2011