

## Оценка надежности цифровой подстанции и элементов интеллектуальной электрической сети

ЖУКОВ В.В., ШМЕЛЕВ А.В., МИХЕЕВ Д.В.

*Разработана методика анализа надежности цифровой подстанции (ЦПС) и устройств интеллектуальной электрической сети, позволяющая учитывать такие слабоформализуемые факторы, как температура и влажность окружающей среды. Методика распространяется на цифровые подстанции, статические компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы, устанавливаемые на ЦПС, а также объединенные регуляторы потоков мощности, синхронные продольные компенсаторы и тиристорно-управляемые устройства продольной компенсации, устанавливаемые в распределительных электрических сетях. Анализ надежности электроэнергетических объектов базируется на применении традиционных методов оценки надежности в электроэнергетике и «облачной» теории. Коэффициент готовности является интегральным параметром, позволяющим судить о надежности ЦПС и устройств Smart Grids. Представлены результаты оценки надежности ЦПС 110/20 кВ, структурно состоящих из первичной части (основное электрооборудование) и вторичной части (элементы управления и передачи информации на ЦПС) в соответствии со стандартом МЭК 61850 и реализованных по схемам «кольцо» и «звезда». Определены показатели надежности активных устройств Smart Grids для определенных климатических условий, а также коэффициенты готовности электрической сети с ЦПС и устройствами Smart Grids. Предложенную методику целесообразно применять для оценки и анализа надежности электроэнергетических объектов, включая элементы Smart Grids, с учетом влияния на них слабоформализуемых факторов окружающей среды.*

*Ключевые слова: цифровая подстанция, элементы Smart Grids, надежность, коэффициент готовности, слабоформализуемые факторы, теория множеств*

Современное развитие электроэнергетики России предусматривает широкое внедрение в энергосистемах цифровых подстанций (ЦПС) и устройств Smart Grids, а именно: статических тиристорных компенсаторов (СТК), предназначенных для повышения устойчивости и пределов передаваемой мощности по линиям электропередачи (ЛЭП), и статических компенсаторов (СТАТКОМ), устанавливаемых на ЦПС и применяемых для динамической стабилизации напряжения, а также объединенных регуляторов потоков мощности (ОРПМ), которые являются наиболее универсальными из всех устройств FACTS и применяются для регулирования потоков мощности и импеданса ЛЭП, синхронных статических продольных компенсаторов (ССПК), которые вводят последовательно в линию добавочное напряжение, регулируемое по значению и фазе, и тиристорно-управляемых устройств продольной компенсации (ТУПК), устанавливаемых в распределительных электрических сетях и применяемых для регулирования сопротивления ЛЭП, увеличения пропускной способности, перераспределения мощностей по параллельным ЛЭП.

С учетом приведенного для анализа целесообразности перехода от классического типа подстанции к инновационному и внедрения устройств

Smart Grids в электроэнергетике необходимо провести оценки надежности таких объектов. Стоит отметить, что ранее при определении показателей надежности ЦПС и устройств Smart Grids не учитывалось влияние на них слабоформализуемых факторов, оказывающих серьезное воздействие на эффективность и устойчивость их функционирования.

Особенности и специфика работы интеллектуальных электронных устройств и оптических кабелей, применяемых в ЦПС и устройствах Smart Grids, обуславливают потребность в разработке новых подходов к оценке их надежности, которая зависит от изменяющихся условий работы (например, климатических условий окружающей среды, уровня подготовки персонала и т.д.). Кроме того, наличие данных условий и факторов приводит к изменениям срока службы применяемых устройств, что нельзя не учитывать при проектировании и дальнейшей эксплуатации ЦПС и устройств Smart Grids.

Известно, что традиционные методы оценки надежности в электроэнергетике базируются на статистических данных и точно рассчитанных параметрах надежности, но сфера их применения ограничивается случаями, когда условия эксплуата-

ции электроэнергетических объектов неизменны. Однако в реальности условия окружающей среды могут изменяться во времени или описываться качественными лингвистическими понятиями.

Предлагаемый в работе подход к оценке надежности ЦПС и устройств Smart Grids, основанный на модели «облака» [1–4], позволит до некоторой степени устранить недостатки традиционного подхода к оценке надежности за счет учета зависимости параметров надежности от слабоформализуемых факторов, имеющих нечеткий (качественный) характер.

Используемая в работе «облачная» теория относится к информационным технологиям (нечетким вычислениям), которые в настоящее время являются основой большей части алгоритмов, относящихся к интеллектуальным. Нечеткие множества и нечеткая логика являются обобщениями классической теории множеств и классической формальной логики [4].

Распространение нечеткой логики по научно-техническим отраслям началось после доказательства Б. Каско фундаментальной FAT-теоремы [5], в соответствии с которой любая математическая модель может быть аппроксимирована моделью, основанной на нечеткой логике.

Для решения поставленной задачи рассмотрена структура ЦПС с указанием всех устройств, входящих в ее состав. Учтены все процессы и возможные события, включая как обмен информацией между различными устройствами, так и коммутационные операции.

Формирование интеллектуальной электрической сети осуществляется при поэтапном подключении различных активных сетевых элементов FACTS, находящихся в реальных климатических условиях, к схеме ЦПС и прилегающей сети. Для полученной конфигурации Smart Grid рассчитывается итоговая надежность и выявляется влияние подключения новых элементов к имеющейся схеме на показатели надежности сформированной интеллектуальной сети. В статье рассмотрена ЦПС, имеющая конфигурацию первичной части (рис. 1), вторичной части, включающей элементы управления и передачи информации на ЦПС типа «кольцо» (рис. 2) и ЦПС типа «звезда» (рис. 3). В целом структура ЦПС описана в [6] и используется в данном случае для ЦПС 110/20 кВ.

В качестве параметра, характеризующего надежность подстанции, рассматривается коэффициент готовности объекта  $A$ , показывающий готовность ЦПС противостоять различным внешним воздей-

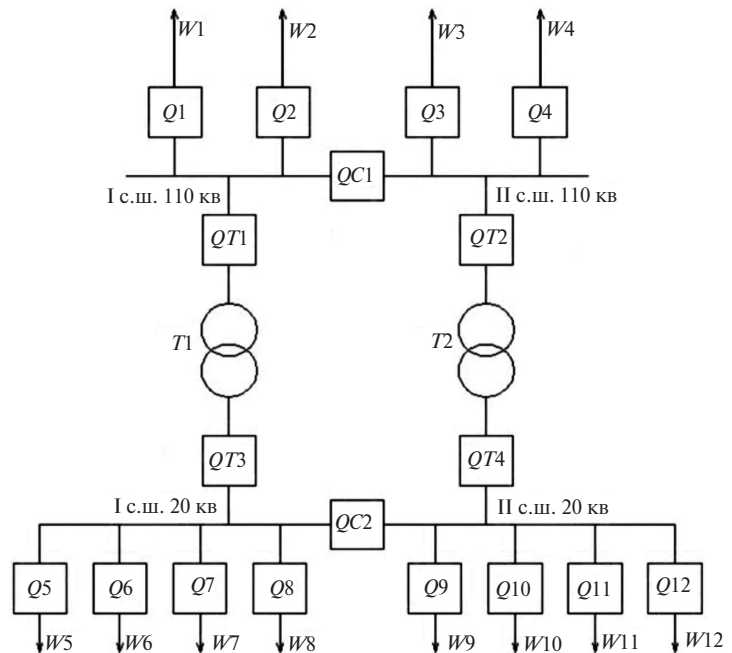


Рис. 1. Расчетная схема первичной электрической части ЦПС

ствиям при сохранении электроснабжения потребителей и вычисляемый по формуле:

$$A = MTTF / (MTTF + MTTR), \quad (1)$$

где  $MTTF$  – среднее время наработки на отказ рассматриваемого объекта, ч;  $MTTR$  – время восстановления объекта, ч.

Предлагается вначале определить значения  $MTTF$  и  $MTTR$  для каждого элемента объекта в отдельности, т.е. вычислить коэффициент  $A$  для каждого элемента ЦПС и потом определить итоговый для всей ЦПС.

При расчете итогового параметра, а именно коэффициента  $A$ , для всей ЦПС необходимо учитывать наличие первичной и вторичной частей ЦПС, которые функционируют одновременно. Одновременная работа первичной и вторичной частей ЦПС означает последовательное соединение элементов в дереве отказов марковской модели [2], что означает нерезервируемое соединение событий в логической цепочке, и поэтому итоговый коэффициент готовности

$$A_{\text{нр}} = A_{\text{пр}} A_{\text{вт}}, \quad (2)$$

где  $A_{\text{пр}}$  – коэффициент готовности первичной цепи ЦПС, отн.ед.;  $A_{\text{вт}}$  – то же вторичной цепи ЦПС, отн.ед.

При рассмотрении вторичной части ЦПС, включающей элементы управления и передачи информации, учитывается, что на нижнем уровне ЦПС расположены полевые устройства (шкафы  $T1$  и  $T2$ , рис. 2): в частности устройства релейной защиты и автоматики, регуляторы напряжения под нагрузкой (РПН) силовых трансформаторов, мак-

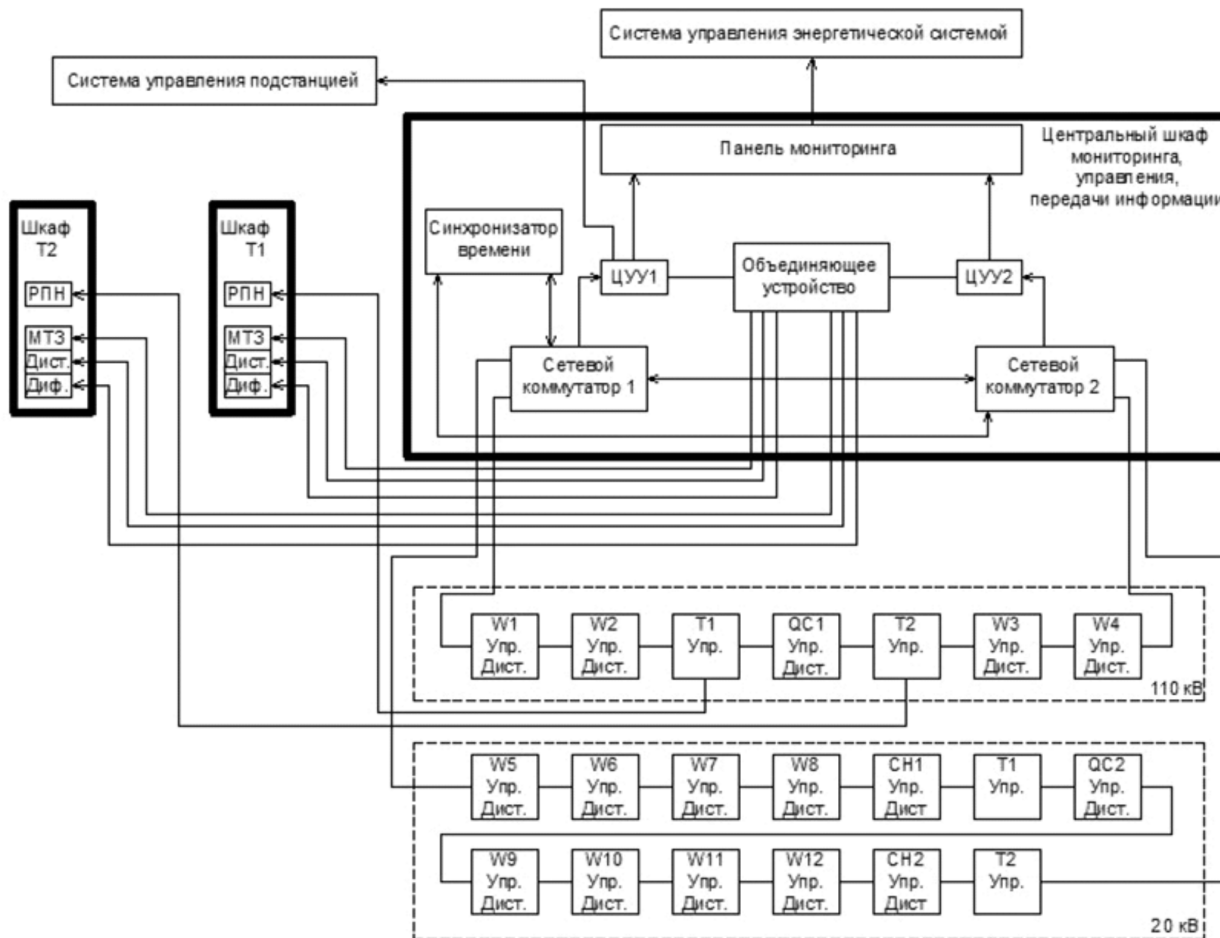


Рис. 2. Структура управления и передачи информации на ЦПС типа «кольцо»

симальная токовая защита (МТЗ), дистанционная защита (Дист.) и дифференциальная защита (Диф.), которые по протоколу передачи данных для защиты (протокол 1) передают информацию в полевые устройства управления.

Далее информация о состоянии элементов ЦПС передается по кольцам 110 и 20 кВ по оптоволоконным связям между устройствами, входящими в состав этих колец, по протоколу 2 передачи данных.

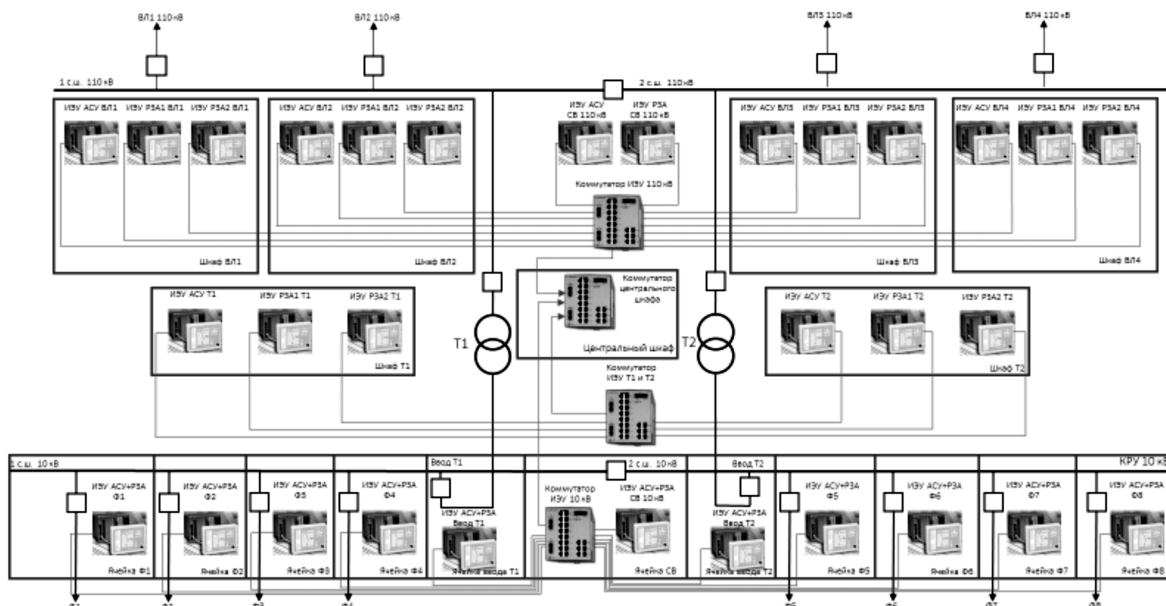


Рис. 3. Структура управления и передачи информации на ЦПС типа «звезда»

Кольцо 110 кВ включает четыре комбинированных устройства управления и релейной защиты (*Упр., Дист.*) воздушных линий  $W1-W4$  и секционного выключателя  $QC1$ , а также устройства управления трансформаторами  $T1$  и  $T2$ .

Кольцо 20 кВ включает восемь комбинированных устройств управления и релейной защиты (*Упр., Дист.*) кабельных линий  $W5-W12$  и секционного выключателя  $QC2$ , а также устройства управления силовыми трансформаторами  $T1$  и  $T2$  и трансформаторами собственных нужд  $TCH1$  и  $TCH2$ .

Причем, при аварийном отключении устройства одного из колец передача информации на верхний уровень не прекратится, так как за счет наличия двух сетевых коммутаторов и центральных управляющих устройств ( $ЦУУ1$  и  $ЦУУ2$ ) обеспечивается резервирование передачи данных в систему управления энергетической системой. От  $ЦУУ$  информация передается по протоколу 3 (передача данных) через панель мониторинга, по сути являющуюся одним большим коммутатором в центральном шкафу управления, в систему управления энергетической системы.

Три протокола передачи данных необходимы для обеспечения конфиденциальности информации и доступа отдельных участников обработки информации только к определенным уровням обработки информации для отслеживания мониторинга состояния энергетической системы.

В свою очередь на параметр  $MTTF$  отдельных элементов ЦПС воздействуют внешние слабоформализуемые условия эксплуатации. В качестве таких условий рассмотрены температура и влажность окружающей среды, диапазоны значения которых указываются для всех устройств ЦПС для нормальных условий эксплуатации. Любые отклонения от данных диапазонов будут, несомненно, приводить к сокращению значения  $MTTF$ , оцениваемому с помощью теории нечетких множеств.

Сокращение времени наработки на отказ вычисляется по методике [4]. Вначале определяется влияние  $u_i$ , оказываемое фактором на время наработки на отказ того или иного компонента ЦПС:

$$u_i = e^{-\frac{(x-E_x)^2}{2E_n^2}}, \quad (3)$$

где  $x$  – текущее значение параметра (превышающее границы, установленные изготовителем);  $E_x$  – граничное значение параметра (указывается изготовителем в качестве одной из границ эксплуатационного диапазона для каждого из элементов ЦПС);  $E_n$  – энтропия облака [2].

Далее необходимо пересчитать время наработки на отказ с учетом его снижения у некоторых эле-

ментов ЦПС вследствие влияния слабоформализуемых факторов:

$$MTTF' = MTTF \cdot \overline{MTTF}_1 \cdot \overline{MTTF}_2. \quad (4)$$

Среднее эквивалентное снижение показателя  $MTTF$  по отношению к заявленному в паспорте сроку эксплуатации  $MTTF$  устройства определяется по формуле:

$$\overline{MTTF} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^6 (u_i^2 t_i)}}{\sum_{i=1}^6 t_i}, \quad (5)$$

где  $\sum_{i=1}^6 t_i$  – суммарное время наблюдения за устройством (в отн.ед. равно 1), по сути, являющееся заявленным сроком эксплуатации.

После этого выполняется расчет коэффициента готовности  $A$  для всех элементов объекта по следующей формуле:

$$A = MTTF' / (MTTF' + MTTR). \quad (6)$$

В результате рассмотрения влияния слабоформализуемых параметров на показатели надежности ЦПС могут быть получены исходные данные для формирования дерева событий ЦПС [4].

Деревом событий называется определенная совокупность последовательности событий, приводящих рассматриваемую подстанцию к тому или иному состоянию. При определенных сочетаниях событий (например, возникновение КЗ на воздушной линии, срабатывание релейной защиты линии и отключение выключателей линии) система переходит в некое другое состояние.

Рассмотренные возможные деревья событий на ЦПС для первичной части в зависимости от исходных событий приведены далее в табл 1.

Все этапы коммутационной реакции включены в расчет показателя надежности ЦПС. Этапами коммутационной реакции считаются также волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) между элементами ЦПС, причем параметры надежности линий связи должны включаться в расчет итоговой надежности в соответствии с тем, сколько раз они участвуют в коммутационном процессе (в частности, связь между устройствами, передающими информацию о событиях).

При анализе надежности учитываются измерительные трансформаторы тока и напряжения и их ВОЛС с терминалами, сами терминалы и их подключение по кольцам, сетевые коммутаторы (СТ), синхронизаторы времени (СВ), система управления на подстанции (СУП), центральные управляющие

Таблица 1

Исходное событие	Последующие события
Короткое замыкание на ВЛ И1	Откл. Q1
То же на ВЛ И2	Откл. Q2
на ВЛ И3	Откл. Q3
на ВЛ И4	Откл. Q4
на ВЛ И1	Не откл. Q1, откл. Q2, QC1, QT1, вкл. QC2
на ВЛ И2	Не откл. Q2, откл. Q1, QC1, QT1, вкл. QC2
на ВЛ И3	Не откл. Q3, откл. Q4, QC1, QT1, вкл. QC2
на ВЛ И4	Не откл. Q4, откл. Q3, QC1, QT1, вкл. QC2
на 1 с.ш. 110 кВ*	Откл. Q1, Q2, QT1, QC1, вкл. QC2
на 1 с.ш. 110 кВ*	Откл. Q1, Q2, QC1, не откл. QT1, откл. QT3, вкл. QC2
на 2 с.ш. 110 кВ**	Откл. Q3, Q4, QT2, QC1, вкл. QC2
на 2 с.ш. 110 кВ*	Откл. Q3, Q4, QC1, не откл. QT2, откл. QT4, вкл. QC2
в трансформаторе 1	Откл. QT1, QT3
в трансформаторе 1	Откл. QT3, не откл. QT1, откл. Q1, Q2, QC1, вкл. QC2
в трансформаторе 2	Откл. QT2, QT4
в трансформаторе 2	Откл. QT4, не откл. QT2, откл. Q3, Q4, QC1, вкл. QC2
Изменение нагрузки 1-й секции 20 кВ	Срабатывание РПН
Изменение нагрузки 2-й секции 20 кВ	Срабатывание РПН

\* Отказ Q1, Q2 для данного случая не рассматривается, так как отключение выключателей при отказе Q1, Q2 будет проводиться на обратной стороне соответствующей ВЛ, не входящей в зону ответственности рассматриваемой ЦПС.

\*\* Отказ Q3, Q4 для данного случая не рассматривается, так как отключение выключателей при отказе Q3, Q4 будет проводиться на обратной стороне соответствующей ВЛ, не входящей в зону ответственности рассматриваемой ЦПС.

устройства (ЦУУ1 и ЦУУ2), объединяющее устройство (ОУ), панель мониторинга (ПМ) и система управления электрической системой (СУЭС).

Считается, что все устройства сбора, обработки и передачи информации подстанционного и полевого уровней поставлены одним и тем же производителем. Поэтому некоторые устройства полевого и подстанционного уровней имеют одинаковые параметры.

Для определения влияния слабоформализуемых факторов на параметры надежности элементов ЦПС при внимательном рассмотрении эксплуатационных диапазонов температур и показателей влажности в качестве функции принадлежности из облачной теории выбрана кривая в форме односторонней трапеции.

Учитывая, что микропроцессорные устройства круглый год находятся в закрытом помещении ЦПС, влияние на микропроцессорные устройства подстанционного, сетевого и полевого уровней не будет учитываться.

Идущие вне здания ОПУ ВОЛС прокладываются в земле в специальных коробах, что, однако, не исключает выхода значений температуры и влажности за граничные условия. Однако за счет того, что диапазоны границ достаточно велики, для температуры внешней среды число дней в году, когда граничные условия будут превышены, можно при-

нять равным 1% (температура  $-45^{\circ}$ ,  $E_n = 5$ ), а при влажности 5% (влажность 90%,  $E_n = 5$ ).

Нетрадиционные измерительные трансформаторы (НИТ) находятся на открытой площадке и более подвержены влиянию климатических изменений. Так, в некоторых районах выход за пределы нижней границы температуры в  $-30^{\circ}$  С может составить 5% продолжительности года (до  $-45^{\circ}$  С,  $E_n = 10$ ). Продолжительность превышения влажности в 95% может составить 10% в году ( $E_n = 3$ ). В соответствии с приведенными данными по формулам (1)–(6) вычисляется коэффициент готовности А с учетом влияния слабоформализуемых факторов.

Результаты расчетов приведены в табл. 2 (ВОЛС расположены на открытой площадке и в здании (ВОЛС (здан.)).

Задача расчета состоит в определении самого низкого значения коэффициента готовности А участка дерева событий, который и укажет на итоговый показатель надежности ЦПС. Для этого рассматриваются все возможные варианты отказов выключателей и другого оборудования, а также короткие замыкания на оборудовании. Согласно правилам ведения режима в энергосистеме принято максимальное число событий за всю рассматриваемую цепочку – не более двух.

Таблица 2

Фактор	Параметр											
	$x$	$E_x$	$E_n$	$u_{i1}$	$t_{i1}$	$u_{i2}$	$t_{i2}$	$\overline{MTTF}$	$MTTF$	$MTTF'$	$MTTR$	$A$
ВОЛС (темп.)	-45	-40	5	0,60653066	0,01	1	0,99	0,996834	4800000	4539296	4	0,9999991188
ВОЛС (влаж.)	95	80	5	0,011108997	0,1	1	0,9	0,94869				
НИТ (темп.)	-45	-30	10	0,324652467	0,05	1	0,95	0,977379	2628000	2445145	4	0,9999983641
НИТ (влаж.)	95	90	3	0,249352209	0,1	1	0,9	0,951955				
СУПС, СУЭС										124675	0,5	0,9999959896
ПМ, ОУ, ЦУУ, МТЗ, ДЗ, ДФЗ, РПН, ТУ										893520	4	0,9999955233
СК										430740	4	0,9999907137
СВ										150000	0,25	0,9999983333
ВОЛС (здан.)										4800000	4	0,999999167

Таблица 3

Событие, элемент сети	Коэффициент готовности
Измерение электрических величин посредством НИТ	0,9999983641
Передача информации от НИТ к терминалу (ВОЛС вне подстанции)	0,9999991188
Передача информации от крайнего терминала кольца (110 кВ или 20 кВ к сетевому коммутатору (ВОЛС внутри подстанции))	0,999999167
Сетевой коммутатор	0,9999907137
Передача информации от сетевого коммутатора к синхронизатору времени (ВОЛС внутри подстанции)	0,999999167
Синхронизатор времени	0,9999983333
Передача информации от сетевого коммутатора к центральному управляющему устройству (ВОЛС внутри подстанции)	0,999999167
Центральное управляющее устройство	0,9999955233
Передача информации от центрального управляющего устройства к объединяющему устройству (ВОЛС внутри подстанции)	0,999999167
Объединяющее устройство	0,9999955233
Передача информации от объединяющего устройства к панели мониторинга (ВОЛС внутри подстанции)	0,999999167
Панель мониторинга	0,9999955233
Передача информации от панели мониторинга к системе управления электрической сетью (ВОЛС вне подстанции)	0,9999991188
Система управления электрической сетью	0,9999959896
Передача информации от сетевого коммутатора к системе управления на подстанции (ВОЛС внутри подстанции)	0,999999167
Система управления на подстанции	0,9999959896

Перед выполнением расчетов для всех событий следует определить базовый набор подсобытий, которые обязательно должны произойти на ЦПС и за ее пределами для получения итогового результата. Для всех исходных событий, помимо коммутационных переключений, должна будет выполняться

передача информации в систему управления электрической сетью по направлениям, представленным в табл. 3.

Все приведенные элементы обмена информацией должны функционировать одновременно, поэтому для них используется формула (2), как для нере-

резервируемого соединения. Итоговый коэффициент готовности для указанных событий и элементов составляет:  $A_{1\text{кол}} = 0,9999591987$ .

Если реализация ЦПС осуществляется по схеме «звезда», то из вышеуказанного произведения (из-за особенности обмена данными между интеллектуальными электронными устройствами) надо исключить параметр: «Передача информации от крайнего терминала кольца (110 или 20 кВ к сетевому коммутатору (ВОЛС внутри подстанции) – 0,999999167».

Таким образом, значение  $A_1$  составит:

$$A_{1\text{ЗВ}} = 0,9999600317.$$

При расчете коэффициента готовности внутри схемы «кольцо» 110 или 20 кВ учитывается тот факт, что отправка информации из полевого терминала 110 или 20 кВ возможна в двух направлениях: направо или налево (при расчете рассматривается случай, когда кольцо разомкнуто с одной стороны и информация может отправляться лишь к одному из сетевых коммутаторов). Эти два случая рассматриваются как резервируемое соединение. Например, для КЗ на  $W2$  110 кВ отправка информации может проводиться:

либо к сетевому коммутатору 1 через: ВОЛС ( $W2-W1$ ) – терминал  $W1$  – ВОЛС ( $W1-CK1$ ) (логическая цепочка 1);

либо к сетевому коммутатору 2: ВОЛС ( $W2-W3$ ) – терминал  $W3$  – ... – терминал  $W4$  – ВОЛС ( $W4-CK2$ ) (логическая цепочка 2).

Каждая цепочка в отдельности рассматривается как соединение нерезервирующих элементов. Для двух цепочек рассчитывается эквивалентный коэффициент готовности как для резервирующих друг друга вариантов. Подобные операции проводятся для всех устройств полевого уровня. Соответствующие

цепочки для каждого из событий приведены в табл. 4 [для учета работы РПН трансформаторов дополнительно появляется цепочка «устройство управления трансформатором 1 (2) уровня 110 кВ – РПН в шкафу трансформатора 1 (2)»].

Суммарная надежность цепочек, соединенных параллельно (резервируемое соединение):

$$A_2 = A_{1В} + A_{2П} - A_{1В} A_{2П}, \quad (7)$$

где  $A_{1В}$ ,  $A_{2П}$  – коэффициенты готовности при передаче данных налево и направо соответственно.

Результаты расчетов по формуле (7) приведены в табл. 5.

Последовательно к надежности вторичной части подстанции в блок-схеме необходимо добавить первичную часть, так как эти две части должны функционировать одновременно.

При определении коэффициента готовности  $A_3$  среднее время наработки на отказ ( $MTTF$ ) выключателей принимается согласно данным изготовителя 105120000 ч [7], для регуляторов РПН – 1252680 ч [8], время восстановления работоспособности ( $MTTR$ ) выключателя – 24 ч. Коэффициент готовности  $A_3$  вычисляется по (1). Результаты расчетов коэффициента готовности  $A_3$  для всех событий для первичной части ЦПС приведены в табл. 5.

Итоговый коэффициент готовности ЦПС к событиям рассчитывается по формуле:

$$A_{\text{рас.кол}} = A_1 A_2 A_3. \quad (8)$$

Результаты расчета сведены в табл. 5.

Анализ результатов расчетов итоговых коэффициентов готовности ЦПС по схеме «кольцо» (табл. 5) показывает, что самым низким значением коэффициента готовности ЦПС является  $A_{\text{рас.кол}} = 0,999940040$  в относительном выражении

Таблица 4

Исходное событие	Цепочка передачи данных и работы устройств для всех событий на ЦПС	
	Влево	Вправо
КЗ на ВЛ $W1$	1 терминал управления отходящего присоединения (ТУ)	6 ВОЛС, 7 ТУ
КЗ на ВЛ $W2$	1 ВОЛС, 2 ТУ	5 ВОЛС, 6 ТУ
КЗ на ВЛ $W3$	5 ВОЛС, 6 ТУ	1 ВОЛС, 2 ТУ
КЗ на ВЛ $W4$	6 ВОЛС, 7 ТУ	1 ТУ
КЗ на 1 с.ш. 220 кВ	3 ВОЛС, 4 ТУ	6 ВОЛС, 7 ТУ
КЗ на 2 с.ш. 220 кВ	6 ВОЛС, 7 ТУ	3 ВОЛС, 4 ТУ
КЗ в трансформаторе 1	2 ВОЛС, 3 ТУ (220 кВ) 5 ВОЛС, 6 ТУ (10 кВ)	4 ВОЛС, 5 ТУ (220 кВ) 7 ВОЛС, 8 ТУ (10 кВ)
КЗ в трансформаторе 2	4 ВОЛС, 5 ТУ (220 кВ) 12 ВОЛС, 13 ТУ (10 кВ)	2 ВОЛС, 3 ТУ (220 кВ) 1 ТУ (10 кВ)
Изменение нагрузки 1 секции 10 кВ	3 ВОЛС, 4 ТУ	5 ВОЛС, 6 ТУ
Изменение нагрузки 2 секции 10 кВ	5 ВОЛС, 6 ТУ	3 ВОЛС, 4 ТУ

Таблица 5

Исходное событие	Итоговые коэффициенты готовности ЦПС к различным событиям			
	$A_3$	$A_2$	$A_1$	$A_{рас}$
КЗ на ВЛ И1	0,999999772	0,999999998361	0,9999591987	0,999958971
КЗ на ВЛ И2	0,999999772	0,999999996925	0,9999591987	0,999958970
КЗ на ВЛ И3	0,999999772	0,999999996925	0,9999591987	0,999958970
КЗ на ВЛ И4	0,999999772	0,999999998361	0,9999591987	0,999958971
КЗ на ВЛ И1	0,999999087	0,999999998361	0,9999591987	0,999958286
КЗ на ВЛ И2	0,999999087	0,999999996925	0,9999591987	0,999958285
КЗ на ВЛ И3	0,999999087	0,999999996925	0,9999591987	0,999958285
КЗ на ВЛ И4	0,999999087	0,999999998361	0,9999591987	0,999958286
КЗ на 1 с.ш. 220 кВ*	0,999998858	0,999999992474	0,9999591987	0,999958056
КЗ на 1 с.ш. 220 кВ*	0,999998858	0,999999992474	0,9999591987	0,999958056
КЗ на 2 с.ш. 220 кВ**	0,999998858	0,9999988584483	0,9999591987	0,999956915
КЗ на 2 с.ш. 220 кВ*	0,999998858	0,999999992474	0,9999591987	0,999958056
КЗ в трансформаторе 1	0,999999543	0,999999968461	0,9999591987	0,999958739
КЗ в трансформаторе 1	0,999998858	0,999999968461	0,9999591987	0,999958054
КЗ в трансформаторе 2	0,999999543	0,999999981379	0,9999591987	0,999958740
КЗ в трансформаторе 2	0,999998858	0,999999981379	0,9999591987	0,999958055
Изменение нагрузки 1-й секции 10 кВ	0,999980841	0,999999993575	0,9999591987	0,999940040
Изменение нагрузки 2-й секции 10 кВ	0,999980841	0,999999993575	0,9999591987	0,999940040

( $A_{рас.кол} = 99,9940040\%$ ), которое соответствует событию на ЦПС в виде изменения нагрузки на секции 1 или 2 РУ 20 кВ. Следовательно, указанное значение коэффициента готовности является расчетным для оценки надежности ЦПС типа «кольцо».

При реализации ЦПС по схеме «звезда», при любом возмущении, события (с уровня 110 кВ, 20 кВ, трансформатор) надежность вторичной части ЦПС будет определяться дополнением уже вычисленного параметра  $A_{1зв} = 0,9999600317$  аналогичными показателями для коммутатора (для 110 кВ, 20 кВ или трансформаторов) и одной ВОЛС (добавлением в произведение двух последних):

$$A_{рас.зв} = 0,9999600317 \cdot 0,9999907137 \cdot 0,99999167 = 0,9999499128.$$

Рассчитанное значение необходимо умножить на минимальное значение готовности для первичной части ЦПС из табл. 5, т.е. при изменении нагрузки на шинах 20 кВ —  $A_3 = 0,999980841$ :  $A_{рас.зв} = 0,9999499128 \cdot 0,999980841 = 0,9999307548$ .

Исходя из полученного результата можно сделать вывод о том, что переход на ЦПС позволит обеспечить необходимый уровень надежности энергообъектов как одних из самых важных составляющих энергетической системы в целом. При этом данный уровень надежности будет обеспечен как по схеме «кольцо», так и по схеме «звезда», од-

нако расчет надежности проще для схемы «звезда», но показатель ее надежности ниже:

$$A_{рас.зв} = 0,9999499128 > A_{рас.кол} = 0,9999400399.$$

Для оценки влияния слабоформализуемых факторов на показатели надежности в среде MATLAB 7.8.0 разработана программа расчета влияния конкретных факторов (температуры, влажности) на показатели надежности ЦПС.

На рис. 4 приведены расчетные кривые зависимостей показателей надежности ВОЛС и НИТ от температуры и влажности. Анализ расчетов показывает, что при значениях температуры и влажности, не выходящих за пределы номинальных диапазонов (температура: не менее  $-40^\circ\text{C}$  для ВОЛС и  $-30^\circ\text{C}$  для НИТ; влажность: не более 80% для ВОЛС и не более 90% для НИТ), условия окружающей среды не оказывают влияния на параметры надежности ( $\mu=1,0$ ). Однако при отклонениях от номинальных значений влияние слабоформализуемых факторов (температура и влажность) может быть значительным.

Надежность устройств Smart Grids, включаемых в сеть или непосредственно к подстанции, также рассчитана с учетом влияния слабоформализуемых факторов (температуры и влажности) на показатели надежности и с использованием теории нечетких множеств (fuzzy sets).



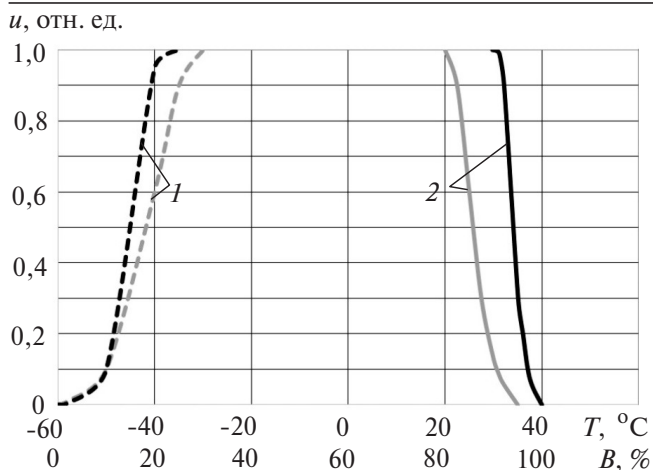


Рис. 4. Зависимость показателей надежности ВОЛС и НИТ от температуры (1) и влажности (2)

Для полученной новой конфигурации Smart Grid рассчитана итоговая надежность и выявлено влияние подключения новых устройств к имеющейся схеме на показатели надежности сформированной интеллектуальной сети.

Параметры интеллектуальных устройств управления режимами сети FACTS приведены в табл. 6 на основе данных стандартов и производителей [10, 11].

Для СТК расчетное время наработки на отказ взято наихудшим из двух его составляющих (стабилизаторов и фильтров).

Для ТУПК время наработки на отказ рассчитано на основе результатов опытов, приведенных в [9] для шестимодульного устройства:  $\lambda_1$  – отказ модуля 0,0007 раз/год;  $\lambda_2$  – частота ремонта модуля 0,0154 раз/год;  $\lambda_3$  – отказ общего устройства управления 0,0005 раз/год;  $\lambda_4$  – частота ремонта общего устройства управления 0,0333 раз/год.

Время наработки на отказ можно вычислить на основе параметров отказа и ремонта:

$$MTTF_i = 1/\lambda_i. \quad (9)$$

Для нерезервируемых элементов (так как все элементы рассматриваемого устройства должны работать одновременно для обеспечения выполнения функций) получено итоговое значение времени наработки на отказ для ТУПК, состоящего из шести модулей:

$$MTTF = \frac{1}{\sum_{i=1}^4 \lambda_i} = \frac{1}{6(0,0007 + 0,0154) + 0,0005 + 0,0333} = 67178 \text{ ч} = 7,7 \text{ лет.}$$

Диапазоны температур и влажности для ТУПК приняты такими же, как для упомянутых ранее устройств FACTS, так как ТУПК состоит из аналогичных элементов.

Для обеспечения условия надежной передачи электроэнергии и успешного ведения и управления режимами Smart Grid в отношении всех перечисленных активных сетевых устройств с точки зрения показателей надежности возникает однозначное требование одновременного правильного функционирования как ЦПС, так и каждого из активных сетевых устройств, подключаемого к цифровой подстанции.

Для ОРПМ, исходя из его составляющих, возникает требование одновременного функционирования двух устройств СТАТКОМ.

Оценка надежности отдельных активных элементов FACTS с учетом влияния слабоформализуемых параметров проводится с помощью ранее изложенной методики.

Выход за указанные пределы влажности для устройств FACTS невероятен, поэтому данный фактор не будет учитываться в расчетах (его коэффициент влияния будет равен единице).

Для указанных ранее устройств в табл. 7 приведены примерные условия эксплуатации в соответствии с температурой окружающей среды с учетом того, что все устройства, кроме управляемых шунтирующих реакторов, устанавливаются в отапливаемых помещениях и температура в них даже зимой в самые холодные дни не может опускаться ниже  $-5^\circ$ . В летнее время принято, что в закрытом помещении и на солнце температура может достигать пятидесяти градусов.

В табл. 8 приведены результаты расчетов показателей надежности активных элементов Smart Grid.

Принимая параметр времени ремонта равным 24 ч, получим коэффициенты готовности элементов FACTS, которые приведены в табл. 9.

Таблица 6

Устройство FACTS	Время наработки на отказ, ч	Температурный диапазон, град.	Влажностный диапазон, %
СТК [10]	7000	- 45 ÷ +45	0 ÷ 98
СТАТКОМ [11]	75000	0 ÷ +40	0 ÷ 90
ОРПМ [11]	75000	0 ÷ +40	0 ÷ 90
ССПК [11]	75000	0 ÷ +40	0 ÷ 90
ТУПК [11]	67178	0 ÷ +40	0 ÷ 90

Таблица 7

Устройство FACTS	Температура, град.		Время, отн.ед.
	диапазон	min/max	
СТК	-45 ÷ +45	-5/+50	0,05/0,05
СТАТКОМ	0 ÷ +40	-5/+50	0,05/0,05
ОРПМ	0 ÷ +40	-5/+50	0,05/0,05
ССПК	0 ÷ +40	-5/+50	0,05/0,05
ТУПК	0 ÷ +40	-5/+50	0,05/0,05

Таблица 8

Устройство FACTS	Параметр	$x$	$E_{x1}$	$E_n$	$u_i$	$t_{ui}$	$u_i=1$	$t_{ui}=1$	$MTTF$ , отн. ед.
СТК	темп +	50	45	5	0,6065307	0,05	1	0,95	0,9840701
СТАТКОМ	темп -	-5	0	5	0,6065307	0,05	1	0,95	0,9840701
	темп +	50	40	7	0,3604478	0,05	1	0,95	0,9780062
	итог								0,9624267
ОРПМ	темп - (2)	-5	0	5	0,6065307	0,05	1	0,95	0,968394
	темп + (2)	50	40	7	0,3604478	0,05	1	0,95	0,9564961
	итог								0,9262651
ССПК	темп -	-5	0	5	0,6065307	0,05	1	0,95	0,9840701
	темп +	50	40	7	0,3604478	0,05	1	0,95	0,9780062
	итог								0,9624267
ТУПК	темп -	-5	0	5	0,6065307	0,05	1	0,95	0,968394
	темп +	50	40	7	0,3604478	0,05	1	0,95	0,9564961
	итог								0,9262651

Таблица 9

Устройство FACTS	Коэффициенты готовности элементов FACTS, подключаемых к ЦПС			
	$MTTF$ , отн. ед.	$MTTF$ , ч	$MTTF_r$ , ч	$A$
СТК	0,98407	7000	6888,49	0,996528024
СТАТКОМ	0,9624267	75000	72182,00	0,999667618
ОРПМ	0,9262651	75000	69469,88	0,999654646
ССПК	0,9624267	75000	72182,00	0,999667618
ТУПК	0,9262651	67178	62224,64	0,999614449

Полученные в табл. 9 значения коэффициентов готовности элементов FACTS являются достаточно высокими и удовлетворяют требованиям, предъявляемым к элементам энергосистем.

Для успешной работы ЦПС (или существующей конфигурации умной электрической сети) с устройствами FACTS, подключаемыми к различным элементам подстанции или электрической сети Smart Grid, необходима одновременная бесперебойная работа обеих, поэтому итоговые коэффициенты готовности получены путем умножения двух соответствующих показателей надежности (табл. 10).

Полученные в табл. 10 минимальные значения коэффициента готовности (99,6% для СТК) достаточно высоки, особенно с учетом наличия резервирования в сети. При наличии резервирования надежность отдельно взятого узла сети была бы выше. Согласно (7)

$$A_{рез} = A_1 + A_2 - A_1 A_2 =$$

$$= 2 \cdot 0,996468272 - 0,996468272^2 = 0,999988.$$

**Выводы.** 1. Оценка надежности устройств интеллектуальной электрической сети на основе «облачной» теории позволяет получить более близкие

Таблица 10

Элемент FACTS	Коэффициенты готовности сети ЦПС и Smart Grid		
	Подключение к ЦПС		
	$A_{FACTS}$	$A_{ЦПС \text{ кол/зв}}$	$A_{итог}$
СТК	0,996528024	0,99994004	0,996468272
	0,996528024	0,999949913	0,996478111
СТАТКОМ	0,999667618	0,99994004	0,999607677
	0,999667618	0,999949913	0,999617547
Подключение к Smart Grid			
ОРПМ	0,999654646	0,99994004	0,999594706
	0,999654646	0,999949913	0,999604576
ССПК	0,999667618	0,99994004	0,999607677
	0,999667618	0,999949913	0,999617547
ТУПК	0,999614449	0,99994004	0,999554512
	0,999614449	0,999949913	0,999564381

к реальности результаты, чем при расчете по методикам, основанным на традиционных подходах.

2. «Облачная» теория может стать эффективным инструментом для оценки показателей надежности ЦПС и устройств Smart Grid на основе сочетания количественных и качественных (лингвистических) характеристик.

3. Слабоформализуемые факторы, выходя за номинальные показатели диапазонов эксплуатации ЦПС и устройств Smart Grid, снижают время наработки на отказ и, следовательно, надежность объектов энергосистемы.

4. Высокий коэффициент готовности (больше 99% во всех случаях без учета резервирования в сети) является удовлетворительным показателем для объектов современной электроэнергетики.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Zhaohong Wang**. Application of Cloud Theory in Association Rules. – Information Technology and Computer Science, 2011, vol. 3, pp. 36–42. DOI: 10.5815/ijitcs.2011.03.06.
2. **Hong Yun-fu, Liu Zong-qi, Yin Hong-xu, Zhang Jian-hua**. A New Method for Smart Grid Reliability. – Power and Energy Engineering Conf. (APPEEC), 2011 Asia-Pacific (25–28 March 2011), pp 1–4. DOI: 10.1109/APPEEC.2011.5749150.
3. **Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н., Шунтов А.В., Шмелев А.В.** Оценка надежности элементов интеллектуальной электрической сети на основе облачной теории. – ЭЛЕКТРО, 2012, № 6, с. 2–7.
4. **Жуков В.В., Шмелев А.В., Михеев Д.В.** Разработка методики оценки надежности цифровой подстанции. – Новое в российской электроэнергетике, 2017, № 9, с. 6–18.
5. **Kosko B.** Fuzzy systems as universal approximators. – IEEE Transactions on Computers, 1994, vol. 43. No. 11. pp. 1329–1333.

6. **IEC TR61850**. First Edition. Part 1–9, 2003.

7. **Туре SDV6** distribution circuit breaker. Top performances – proven reliability [Electron. resource] <https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/SiteCollectionDocuments/en/mv/outdoor-devices/sdv6-catalog-en.pdf> (date of appeal 22.02.2017).

8. **REG-D / REG-DA / PAN-D REG-DP / REG-DPA** [Electron. resource] [http://www.a-eberle.de/sites/default/files/docs/mftb\\_reg\\_sys\\_de\\_gb\\_fr.pdf](http://www.a-eberle.de/sites/default/files/docs/mftb_reg_sys_de_gb_fr.pdf) (date of appeal 22.02.2017).

9. **Тахватуллин М.М., Ивекеев В.С., Ложкин И.А., Урманова Ф.Ф.** Анализ современных устройств FACTS, используемых для повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем России. – Электротехнические системы и комплексы, 2015, № 3, с. 41–46.

10. **Компенсаторы реактивной мощности, тиристорные ТКРМ**. – Центр комплектации «СпецТехноРесурс» laborant.ru.

11. **Амирханов А.Ш.** Статические генераторы реактивной мощности RU – Drive SVG. – Комплексное энергоразвитие. Набережные Челны.

[17.04.2019]

*А в т о р ы: Жуков Василий Владимирович – доктор техн. наук, профессор кафедры «Электрические станции» (ЭС) Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» – НИУ «МЭИ», диссертацию защитил в 1998 г.*

*Шмелев Алексей Владимирович – аспирант кафедры ЭС НИУ «МЭИ».*

*Михеев Дмитрий Владимирович – кандидат эконом. наук, доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий и энерготехнологий», старший преподаватель кафедры «Теоретические основы электротехники» НИУ «МЭИ», диссертацию защитил в 2017 г.*

## Estimating the Reliability of a Digital Substation and Smart Grid Elements

**ZHUKOV Vasily V.** (Natonal Research University «Moscow Power Engineering Institute» – NRU «MPEI», Moscow, Russia) – Professor, Dr. Sci. (Eng.)

**SHMELEV Aleksey V.** (NRU «MPEI», Moscow, Russia) – Graduate student

**MIKHEYEV Dmitry V.** (NRU «MPEI», Moscow, Russia) – Senior Teacher, Cand. Sci. (Econom.)

*A procedure for analyzing the reliability of a digital substation (DSS) and smart grid devices that makes it possible to take into account such poorly formalized factors as the environment temperature and humidity is developed. The procedure applies to digital substations, static compensators, static thyristor compensators installed at DSS, as well as united power flow controllers, synchronous compensators and thyristor-controlled series compensation devices installed in distribution electric networks. The reliability analysis of electric power facilities is based on using the conventional reliability assessment methods and the “cloud” theory. The availability factor is an integral parameter that makes it possible to judge about the reliability of DSS and Smart Grids devices. The article presents the results of estimating the reliability of 110/20 kV DSS structurally consisting of the primary part (the main electrical equipment) and the secondary part (control and data transmission components at the DSS) in accordance with the IEC 61850 standard and implemented according to the “ring” and “star” configurations. The reliability indicators of the active Smart Grids devices for certain climatic conditions, as well as the availability factors of an electric network containing DSS and Smart Grids devices, have been determined. It is advisable to apply the proposed procedure for estimating and analyzing the reliability of electric power facilities, including Smart Grids elements with taking into account the influence of poorly formalized environmental factors on them.*

**Key words:** digital substation, Smart Grids elements, reliability, availability factor, poorly formalized factors, theory of sets

### REFERENCES

1. **Zhaohong Wang.** Application of Cloud Theory in Association Rules. – Information Technology and Computer Science, 2011, vol. 3, pp. 36–42. DOI: 10.5815/ijitcs.2011.03.06.
2. **Hong Yun-fu, Liu Zong-qi, Yin Hong-xu, Zhang Jian-hua.** A New Method for Smart Grid Reliability. – Power and Energy Engineering Conf. (APPEEC), 2011 Asia-Pacific (25–28 March 2011), pp 1–4. DOI: 10.1109/APPEEC.2011.5749150.
3. **Abdurakhmanov A.M., Misrikhanov M.Sh., Ryabrenko V.N. Shuntov A.V., Shmelev A.** *Elektro – in Russ. (Electro)*, 2012, No. 6, pp. 2–7.
4. **Zhukov V.V., Shmelev A.V., Mikheyev D.V.** *Novoe v rossiyskoy elektroenergetike – in Russ. (New in the Russian Electric Power Industry)*, 2017, No. 9, pp. 6–18.
5. **Kosko B.** Fuzzy systems as universal approximators. – IEEE Transactions on Computers, 1994, vol. 43. No. 11. pp. 1329–1333.
6. **IEC TR61850.** First Edition. Part 1–9, 2003.
7. **Type SDV6** distribution circuit breaker. Top performances – proven reliability [Electron. resource] <https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/SiteCollectionDocuments/en/mv/outdoor-devices/sdv6-catalog-en.pdf> (date of appeal 22.02.2017).
8. **REG-D / REG-DA / PAN-D REG-DP / REG-DPA** [Electron. resource] [http://www.a-eberle.de/sites/default/files/docs/mtfb\\_reg\\_sys\\_de\\_gb\\_fr.pdf](http://www.a-eberle.de/sites/default/files/docs/mtfb_reg_sys_de_gb_fr.pdf) (date of appeal 22.02.2017).
9. **Takhvatullin M.M., Ivekeyev V.S., Lozhkin I.A., Urmanova F.F.** *Elektrotehnicheskiye sismemy i komplekсы – in Russ. (Electrical Engineering Systems and Complexes)*, 2015, No. 3, pp. 41–46.
10. **Kompensatory reaktivnoi moshchnosti, tiristornye TKRM.** – *Tsentr komplektatsii «SpetsTekhnoResurs» laborant.ru* (Reactive power compensators thyristor TKRM – Specification Center «SpecTechnoResurs» laborant.ru).
11. **Amirkhanov A.Sh.** *Sticheskiye generatory reaktivnoi moshchnosti RU – Drive SVG. Kompleksnoye energorazvitiye* (Statistical reactive power generators RU – Drive SVG. Integrated energy development. Naberezhnye Chelny).

[17.04.2019]