

## О характеристиках надежности воздушных линий основной сети энергосистем

**АБДУРАХМАНОВ А.М., ГЛУШКИН С.В., ПРОТАСЕНКО И.С., ШУНТОВ А.В.**

*Проблема обеспечения надежности энергосистем была и остается актуальной. Одним из ее аспектов традиционно является исследование показателей надежности элементов электрических сетей. Наиболее важные из них – параметр потока отказов (точнее – средний параметр потока отказов или частота отказов); среднее время восстановления; средняя частота и продолжительность плановых ремонтов. Проанализированы характеристики надежности воздушных линий единой национальной электрической сети. Показано, что их преднамеренные отключения для проведения планового или внепланового ремонтов, а также технического обслуживания ослабляют схему сети значительно больше, чем аварийно-восстановительные ремонты. При этом выявлено заметное ухудшение показателей надежности линий за последние 30 лет, что требует разработки соответствующих организационных и технических решений.*

**К л ю ч е в ы е с л о в а:** *основная электрическая сеть, воздушные линии, характеристики надежности*

Одним из аспектов проблемы обеспечения надежности энергосистем традиционно является исследование показателей надежности элементов электрических сетей. Наиболее важные из них – параметр потока отказов  $\omega$  (точнее – средний параметр потока отказов или частота отказов); среднее время восстановления  $T_{в}$ ; средняя частота  $\mu$  и продолжительность плановых ремонтов  $T_{пл}$ .

Как известно, электрическая сеть в соответствии с выполняемыми функциями подразделяется на основную и распределительную [1]. К основной относится единая национальная электрическая сеть, формирующая костяк энергосистем страны. В ее состав входят воздушные линии (ВЛ) напряжением 220 кВ и выше, считающиеся наименее надежными элементами сети.

Характеристики надежности ВЛ анализировались во многих публикациях (табл. 1; ссылки даны в порядке убывания хронологического периода статистической выборки). Выделены (табл. 1) значения параметра потока неустраняемых  $\omega_{н}$ , а также

сумма неустраняемых и устраняемых (действием автоматического повторного включения) отказов  $\omega_{\Sigma}$  на 100 км ВЛ. Характеристики даны из расчета на одну цепь или линию. При наличии в литературном источнике дифференциации характеристик надежности в зависимости от типа опор (железобетонные или металлические) за основу принимались данные по металлическим опорам, как наиболее часто используемым.

Рассмотрим параметры, характеризующие аварийность ВЛ. Среди публикаций [2–7] выделяется работа [4], которая по факту является настольной книгой инженеров-проектировщиков, которая ссылается на использование статистических данных [6]. Но фактически в ней приведены значения  $\omega_{\Sigma}$ . Тем самым неправомерно завышена частота отказов ВЛ, используемая для оценки надежности схем электрических соединений. В [7] представлены данные более чем полувековой давности. При этом, по классам напряжения 220 и 330 кВ значения  $\omega_{\Sigma}$  не сильно изменились; в отношении ВЛ

Напряжение, кВ	Параметр потока отказов								
	$\omega_{н}, 1/(\text{год} \cdot 100 \text{ км})$					$\omega_{\Sigma}, 1/(\text{год} \cdot 100 \text{ км})$			
	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[2]	[3]	[6]	[7]
110	1,28	0,81	3,9	1,07	1,28	4,49	4,68	5,30	1,32
220	0,56	0,42	1,7	0,36	0,50	2,98	1,51	2,0	1,34
330	0,45	0,33	1,3	0,55	0,55	2,07	1,37	2,2	1,29
500	0,37	0,31	0,6	0,24	0,21	0,77	0,69	0,58	2,5
750	–	–	0,6	–	0,20	–	–	0,56	–

500 кВ в [7] прямо указано, что  $\omega_{\Sigma}=2,5$  1/год не может рассматриваться как закономерное отражение их особенностей, так как данные охватывали лишь первый опыт эксплуатации ВЛ от Волжских ГЭС в Москву, где «пляска» проводов была основной причиной аварийных отключений.

Параметры потока неустраняемых отказов в [2, 3, 5, 6] в целом сопоставимы, несмотря на то, что, например, статистическая выборка [3] охватывала временной отрезок от 2002 до 2007 г., а [5, 6] – период до середины 80-х годов прошлого столетия; то же касается значений среднего времени восстановления. Причина кроется в том, что отказы оборудования подвергаются тщательным расследованиям с последующей разработкой организационно-технических мероприятий по их недопущению.

Иное обнаруживается у характеристик плановых ремонтов. Наиболее емкой с рассматриваемых позиций следует считать работу [5], где подробно описана статистическая выборка, охватывающая энергосистемы бывшего СССР за 1980–1981 гг. Так, согласно [5] средняя частота плановых ремонтов ВЛ 110–500 кВ находится (см. табл. 1) в диапазоне 1,5–2,9 1/год. В более поздних работах приведены уже многократно большие значения: 10,0–15,0 [2] и 2,9–12,8 [4] 1/год. При этом в [2] отмечается хорошая согласованность с результатами более чем полувековой давности в [7]. Однако при анализе [7] выявляется, что в этой работе приведена средняя частота плановых коммутаций ВЛ, равная 10,0–14,8 1/год, т.е. суммы их включений и отключений. Очевидно, что частота плановых ремонтов ВЛ по [7] будет в 2 раза меньше, т.е. 5,0–7,4 1/год (табл. 1).

Столь значительный разброс характеристик надежности ВЛ с учетом явных статистических неточностей и устаревшей исходной информации приводит к закономерному вопросу: каковы фактические характеристики надежности ВЛ в части преднамеренных отключений? Вопрос важен для проектирования и эксплуатации энергосистем. Причина кроется в том, что рассматриваемые отключения существенно влияют на надежность электрических сетей и энергосистем в целом. Как

известно [8], суммарное время преднамеренных отключений ВЛ существенно больше результирующей продолжительности их восстановления при отказах. Кроме того, объемы работ, выполняемых при плановых ремонтах и техническом обслуживании линий, в общем случае, также существенно превышают объемы аварийно-восстановительных ремонтов.

В качестве исходных данных были использованы ежемесячные отчеты о фактически проведенных ремонтах ВЛ за период 2014–2016 гг. в единой национальной электрической сети (напряжение 220–750 кВ). Объем статистической выборки по оборудованию – см. табл. 2.

Классификация преднамеренных (т.е. не аварийных) отключений элементов сети была предложена в [8]. По аналогии далее учтены отключения для проведения:

планового или внепланового ремонтов или технического обслуживания ВЛ (группа 1);

планового или внепланового ремонтов, технического обслуживания и реконструкции смежного оборудования (группа 2);

реконструкции собственно ВЛ (группа 3);

строительно-монтажных и иных работ в охраняемых зонах ВЛ по заявкам сторонних организаций (группа 4).

Термин «внеплановый ремонт» обусловлен тем, что оборудование выводится в ремонт по внеплановой диспетчерской заявке, по сути являясь плановым отключением. При этом общим признаком преднамеренного отключения является наличие определенного промежутка времени между принятием решения об отключении и моментом отключения [8].

В табл. 3 приведены число и длительность преднамеренных отключений ВЛ из табл. 2, а на рис. 1 – распределение продолжительности плановых ремонтов в северо-западном регионе страны по годам рассматриваемого периода, т.е. доли от общего числа ремонтов заданной длительностью на оси времени с принятым бином 10 ч.

Таблица 1

Среднее время восстановления $T_B$ , ч				Средняя частота плановых ремонтов $\mu_{ПЛ}$ , 1/год					Продолжительность плановых ремонтов $T_{ПЛ}$ , ч			
[2]	[4]	[5]	[6]	[2]	[4]	[5]	[6]	[7]	[2]	[4]	[5]	[6]
4,4	13,1	7,9	8,8	14,6	2,9	2,7	2,1	7,2	4,2	14,9	15,2	14,5
5,9	14,0	13,8	14,3	13,2	5,0	2,9	2,8	7,4	5,9	25,4	12,4	17,0
7,1	13,1	10,3	10,8	12,0	5,7	2,4	3,0	5,2	7,9	20,1	14,3	21,0
8,6	19,2	14,3	14,3	10,0	12,8	1,5	3,1	5,0	12,0	16,6	16,7	18,0
–	23,6	–	–	–	10,0	–	0,17	–	–	9,6	–	–

Таблица 2

Регион	Число ВЛ, тыс.км-лет/линий-лет, в сетях напряжением				
	220 кВ	330 кВ	500 кВ	750 кВ	220–750 кВ
Центральный	49,4/1083	5,6/123	32,6/198	7,8/30	95,4/1443
Северо-западный	10,6/271	15,2/255	–	3/15	28,8/541
Приволжский	23,2/460	–	16,4/91	–	39,6/551
Уральский	31,5/659	–	24,4/128	–	55,9/787
Сибирский	55,0/1422	–	45,3/271	–	100,3/1693
Южный	13,4/313	9,9/122	12,3/39	–	35,6/474
Всего	183,1/4208	30,7/500	131,0/727	10,8/45	355,6/5489
Средняя длина ВЛ, км	43	60	180	240	–

Примечание. Средняя длина ВЛ определена как отношение км-лет и линий-лет.

Таблица 3

Напряжение, кВ	Число отключений по группам, шт. /%					Суммарная продолжительность отключений по группам, тыс. ч/%				
	1-я	2-я	3-я	4-я	Σ	1-я	2-я	3-я	4-я	Σ
220	9344/87,0	1318/12,2	30/0,3	48/0,5	10740/100,0	936,3/89,2	105,5/10,2	4,1/0,4	2,4/0,2	1048,6/100,0
330	1405/91,1	123/8,0	11/0,7	3/0,2	1542/100,0	215,0/94,2	12,5/5,5	1/0,4	0,8/0,4	228,3/100,0
500	2074/88,7	251/10,7	1/0,1	11/0,5	2337/100,0	273,5/92,3	20,7/7,0	0,4/0,1	1,7/0,6	296,3/100,0
750	101/75,9	32/24,1	0	0	133/100,0	18,2/86,3	2,9/13,7	0	0	21,1/100,0

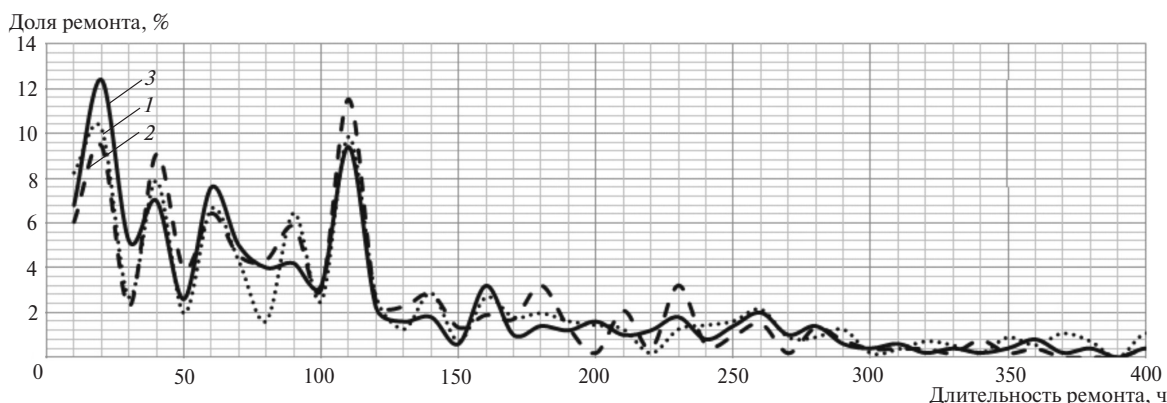


Рис. 1. Распределение ремонтов ВЛ по продолжительности в северо-западном регионе: 1 – 2014 г.; 2 – 2015 г.; 3 – 2016 г.

Как видно из табл. 3, основная часть (75–90%) плановых отключений сопряжена с работами, проводимыми на собственно ВЛ (группа 1).

Даже визуально на рис. 1 прослеживается схожесть распределений по годам. Дополнительно выполнен корреляционный анализ между регионами страны за период 2014–2016 гг. (табл. 4), где переменными являлись доли общего числа отключений и общего времени отключений по месяцам года без деления по классам напряжения, т.е. относительные число и продолжительность ремонтов по месяцам.

Минимальное значение коэффициентов корреляции  $R$  (Пирсона) для относительного числа отключений  $R_{\min} = 0,88$  при сравнении южного и сибирского регионов, для относительной продолжительности ре-

монтов  $R_{\min} = 0,68$  при сопоставлении центрального и приволжского регионов приведено в табл. 4.

Как известно, при  $R \geq 0,7$  связь между переменным считается высокой, а при  $R \geq 0,9$  – весьма высокой. Отсюда, надо полагать, на рассматриваемом временном отрезке со сложившейся системой технического обслуживания и ремонта линий выбор конкретного года наблюдения не является определяющим влияющим фактором.

При оценке надежности обычно предполагают, что плановые ремонты проводятся в «летние» периоды времени. При этом к расчетному периоду вводится понижающий поправочный коэффициент, примерно равный  $K = 0,5 \div 0,6$ . В этой связи плановые отключения из табл. 3 были привязаны к месяцам года. Результат приведен на рис. 2.

Таблица 4

Сравниваемый регион	Коэффициент корреляции относительных	
	числа ремонтов	продолжительности ремонтов
Уральский–Северо-западный	0,93	0,92
Уральский–Южный	0,89	0,92
Уральский–Центральный	0,89	0,76
Уральский –Приволжский	0,95	0,93
Уральский–Сибирский	0,95	0,93
Северо-западный–Южный	0,87	0,89
Северо-западный–Центральный	0,94	0,78
Северо-западный–Приволжский	0,89	0,88
Северо-западный–Сибирский	0,96	0,92
Южный–Центральный	0,86	0,72
Южный–Приволжский	0,93	0,88
Южный–Сибирский	0,88	0,89
Центральный–Приволжский	0,93	0,68
Центральный–Сибирский	0,93	0,84
Приволжский–Сибирский	0,93	0,93

С марта частота и продолжительность плановых ремонтов непрерывно увеличиваются, достигая своего максимума на отрезке апрель – октябрь. В зимние месяцы число плановых ремонтов ниже, чем в летние периоды, однако ими пренебрегать нельзя. Так, на декабрь приходится около 6% годового числа ремонтов, в то время как в октябре – около 12% (годовой максимум).

Наибольшее значение доли общей продолжительности плановых ремонтов на рис. 2 приходится на июль и составляет около 14%. Следовательно,  $100/14=7,1$  – это минимальное число месяцев в году, необходимое для проведения плановых ремонтов ВЛ по аналогии с числом часов использования максимальной нагрузки в энергосистеме. Откуда  $K=7,1/12=0,6$ , что подтверждает принятую инженерную практику (см. выше), используемую при

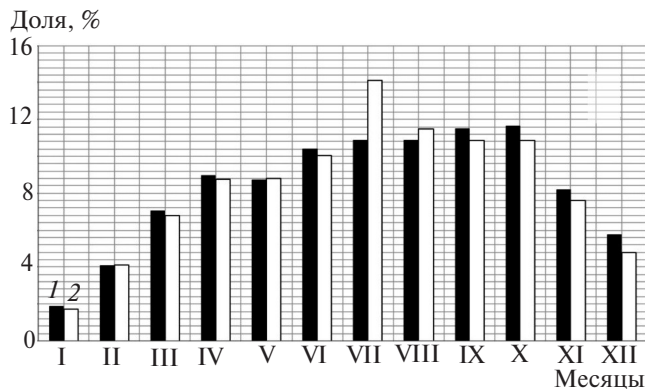


Рис. 2. Распределение числа (1) и длительности плановых ремонтов (2) ВЛ по месяцам года

оценках надежности схем электрических соединений.

На основании данных табл. 2 и 3 рассчитаны средняя частота и продолжительность плановых ремонтов ВЛ – табл. 5. Как видно, учет плановых отключений в Сибирском регионе на 15–20% снижает среднюю частоту ремонтов ВЛ 220 и 500 кВ. То есть плановые отключения ВЛ в сибирском регионе проводят реже, чем в других регионах страны. По-видимому, одной из причин являлись последствия аварии на Саяно-Шушенской ГЭС. Как известно, при этом ужесточались меры безопасности в части увеличения количества ремонтных бригад, интенсивных вертолетных облетов для наблюдения за линиями, ускоренных темпов ремонтных работ и др.

Для сравнения, согласно табл. 1 для ВЛ 500 кВ  $\omega_n \approx 0,3-0,4$  1/год на 100 км при среднем времени восстановления 10–20 ч (табл. 1). При средней длине ВЛ 500 кВ 180 км (табл. 2). Откуда среднегодовой аварийно-восстановительный простой отдельно взятой ВЛ 500 кВ составит  $0,4(180/100)20 \approx 14$  ч. Это почти в 30 раз меньше, чем среднегодовая продолжительность планового ремонта линии (табл.5).

Из табл. 5 следует, что каждая ВЛ 220–750 кВ преднамеренно выводится из работы от 2,6 до 3,7 1/год. Это несколько больше, чем было в 80-х годах прошлого столетия: 1,5–2,9 1/год – см. [5].

Таблица 5

Напряжение, кВ	Средняя частота ремонтов по группе, 1/год					Средняя продолжительность ремонтов по группам, ч					Среднегодовая продолжительность ремонтов, ч
	1-я	2-я	3-я	4-я	Всего	1-я	2-я	3-я	4-я	Всего	
220	2,22	0,31	0,01	0,04	2,6/3,2*	100	80	139	50	98	249/301*
330	2,81	0,25	0,02	0,01	3,1	153	102	88	277	149	459
500	2,84	0,35	0	0,02	3,2/3,7*	132	83	408	152	127	407/413*
750	2,24	0,72	0	0	3,0	180	91	0	0	159	471

\* Числитель – результирующее значение по всем регионам из табл. 2, знаменатель – то же, но без сибирского региона.

нако требует тщательного анализа факт, что за этот же период средняя продолжительность планового простоя ВЛ 220–500 кВ возросла с 12–17 ч (см. [5]) до 98–149 ч (табл. 5), т.е. примерно на порядок.

Еще в [8] было показано, что частота плановых отключений мало зависит от протяженности линии. Это обстоятельство объяснялось рядом причин. В частности, при необходимости выполнения большего объема работ принято увеличивать количество персонала (бригад), а не длительность отключения.

На основании обработанных статистических данных (табл. 2) анализировались зависимости средней частоты плановых ремонтов ВЛ 500 кВ от их длины:

длина линии, км	до 100	100–200	200–300	более 300
частота ремонтов, 1/год	3,0	3,9	3,7	4,5

Как видно, некоторая взаимосвязь частоты ремонтов и протяженности обнаруживается при длине линии более 100 км. Так, для ВЛ длиной свыше 300 км частота преднамеренных отключений возрастает в 1,5 раза по сравнению с короткими линиями.

Что касается сравнительно коротких ВЛ 330 кВ, локализованных только в европейской части страны, то взаимосвязи между данными параметрами вообще не обнаруживается:

длина линии, км	До 30	30–60	60–90	90–120	120–150	150–180
частота ремонтов, 1/год	3,3	3,1	3,7	3,8	3,0	2,5

Таким образом, еще раз подтверждается, что при оценках надежности схем электрических соединений взаимосвязь между длиной ВЛ и частотой ее плановых ремонтов не является весомым влияющим фактором и при необходимости может приниматься во внимание лишь для весьма протяженных линий.

**Выводы.** 1. На основании обработки представительных статистических данных получены характеристики надежности ВЛ в основных сетях энергосистем. При этом средние значения частоты и продолжительности плановых ремонтов оказались значительно хуже известных и ранее опубликованных значений.

2. Характеристики аварийности ВЛ на протяжении последних десятилетий в целом стабильны и находятся на приемлемом уровне. Надо полагать, что это связано с пристальным вниманием к аварийности электрических сетей, включая разработку организационных и технических мероприятий по их предотвращению.

3. За последние 30 лет средняя продолжительность планового ремонта ВЛ в основных сетях

энергосистем выросла с 12–17 до 95–149 ч, т.е. почти в 10 раз. При этом основная часть преднамеренных отключений связана с ремонтами или техническим обслуживанием собственно линии, а не ее реконструкцией или иными внешними причинами. Данный факт требует тщательного анализа.

4. Среднегодовая длительность планового простоя ВЛ более чем на порядок превышает среднегодовую продолжительность их аварийно-восстановительных ремонтов. Поэтому снижение продолжительности ремонтных состояний ВЛ может оказаться весомым резервом по повышению надежности энергосистем.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СО 153–34.20.118–2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Приказ Минэнерго России от 30.06.2003 № 281: [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200045669>
2. Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем. М.: Изд-во журнала «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», 2013, 196 с.
3. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Мозгалев К.В. и др. О коммутационном ресурсе выключателей при коротких замыканиях в энергосистемах. — Электрические станции, 2008, № 10, с. 59–62.
4. Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005, 320 с.
5. Барг И.Г., Эдельман В.И. Воздушные линии электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 1985, 248 с.
6. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985, 18 с.
7. Катсон В.Д., Никитин О.В., Половой И.Ф., Халилов Ф.Х. Годовое число коммутаций линий и трансформаторов высших классов напряжения. — Электрические станции, 1970, № 10, с. 42–44.
8. Эдельман В.И., Барг И.Г., Коробанов С.В., Припускова Т.П. Статистический анализ преднамеренных отключений ВЛ 35–500 кВ. — Электрические станции, 1979, № 11, с. 49–54.

[04.12.2017]

*А в т о р ы: Абдурахманов Абдула Мухтарович окончил электроэнергетический факультет (ЭЭФ) Московского энергетического института (МЭИ — ныне Национальный исследовательский университет «МЭИ» — «НИУ «МЭИ») в 2005 г. В 2008 г. защитил кандидатскую диссертацию «Разработка моделей надежности коммутационного оборудования и рекомендаций по их применению в задачах электроэнергетики» в МЭИ. Директор по инновационным проектам АО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы».*

*Глушкин Сергей Васильевич — магистрант «НИУ «МЭИ».*

*Протасенко Илья Сергеевич — магистрант «НИУ «МЭИ».*

*Шунтов Андрей Вячеславович окончил ЭЭФ МЭИ в 1982 г. В 2002 г. защитил докторскую диссертацию «Применение системного подхода к формированию схем выдачи мощности электростанций» в МЭИ. Заместитель заведующего кафедрой электроэнергетических систем по научной работе «НИУ «МЭИ».*

## About the Reliability Characteristics of a Power System Backbone Network Overhead Lines

**ABDURAHMANOV Abdula M.** (JSC R&D CENTER FGC UES, Moscow, Russia) – Head of Project development and innovation projects realization, Cand. Sci. (Eng.)

**GLUSHKIN Sergey V.** (National Research University, «Moscow Power Engineering Institute» («NRU «MPEI»), Moscow, Russia) – Student of the first year of the master's program

**PROTASENKO Il'a S.** («NRU «MPEI», Moscow, Russia) – Student of the first year of the master's program

**SHUNTOV Andrey V.** («NRU «MPEI», Moscow, Russia) – Deputy Head of the Department of electric power systems

*The power system reliability assurance problem has always been, and remains of issue. Customarily, studying the reliability indicators of electric network components is among the aspects of this problem. The failure flow parameter (or, more correctly, the failure flow mean parameter or failure frequency), mean time to restore, and mean frequency and duration of scheduled repairs are the most important of them. The parameters characterizing the reliability of overhead power lines of the national electric grid are analyzed. It is shown that deliberate disconnections of overhead power lines for carrying out scheduled or off-scheduled repairs and maintenance weaken the grid circuit to a significantly higher degree than emergency and restorative repairs. An analysis has revealed that the reliability indicators of power lines have become noticeably poorer for the past 30 years, a circumstance that calls for developing relevant organization and technical solutions.*

**Key words:** backbone electric network, overhead power lines, reliability characteristics

### REFERENCES

1. **SO 153–34.20.118–2003.** *Metodicheskiye rekomendatsii po proektirovaniyu razvitiya energosistem. Prikaz Minenergo Rossii ot 30.06.2003 No. 281: [Elektronnyi resurs] URL* (Methodical recommendations for designing the development of power systems. The order of Ministry of energy No. 281 from 30.06.2003 [Electronic resource] URL): <http://docs.cntd.ru/document/1200045669>.

2. **Nepomnyashchiy V.A.** *Nadezhnost' oborudovaniya energosistem* (Reliability of power systems equipment). Moscow, Publ. of magazine «ELEKTROENERGIYA. Peredacha i raspredeleniye», 2013, 196 p.

3. **Abdyrakhmanov A.M., Misrikhanov M.Sh., Mozgalev K.V. i dr.** *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 2008, No. 10, pp. 59–62.

4. **Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setei/Pod red. D.L. Faibisovicha** (Reference design of electrical networks/Edit.

by D.L. Faibisovich). Moscow, Scientific Centre «ENAS», 2005, 320 p.

5. **Barg I.G., Edel'man V.I.** *Vozdushnye linii elektroperedachi* (Overhead transmission line). Moscow, Energoatomizdat, 1985, 248 p.

6. **Ukazaniya po primeneniyu pokazatelei nadezhnosti elementov energosistem i raboty energoblokov s paroturbinnymi ustanovkami** (Instructions on application of reliability indicators of power systems elements and operation of power units with steam turbine units). Moscow, SPO Soyuztekhnenergo, 1985, 18 p.

7. **Katson V.D., Nikitin O.V., Polovoy I.F., Khalilov F.Kh.** *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 1970, No. 10, pp. 42–44.

8. **Edel'man V.I., Barg I.G., Korobanov S.V., Pripuskova T.P.** *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, No. 11, pp. 49–54.

[04.12.2017]