

Научная статья

DOI: 10.15593/2224-9397/2023.4.08

УДК 621.316.13

В.В. Сушков¹, В.Р. Сушкова², Н.Н. Самохина³^{1,3}Нижевартовский государственный университет, Нижневартовск,
Российская Федерация²Тюменский индустриальный университет, Тюмень,
Российская Федерация

РАНЖИРОВАНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО ПРИОРИТЕТУ ОТКЛЮЧЕНИЙ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ДЕФИЦИТА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОГО РИСКА ОТКАЗОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящее время используется автоматическая частотная разгрузка (АЧР), которая при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме работает путем последовательного отключения заданных объемов нагрузки (кластеров). Снижение риска ошибочного определения величины кластера достигается путем сравнения и ранжирования объектов энергообеспечения по надежности и экономичности их работы. Трудности ранжирования обусловлены в первую очередь разнотипностью, во - вторых, различием единиц и вариативностью данных. **Цель исследования:** разработать методику расчета приоритетности отключения нефтепромысловых потребителей при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме с учетом возможного риска отказов электросетевого оборудования. **Методы:** исходной информацией служат статистические данные эксплуатации по отказам основного электросетевого оборудования. Оценка вероятностей и времени пребывания в различных состояниях нарушения нормального режима электроснабжения (ННРЭ) при отсутствии технологического резерва, произведена на основе стохастической модели цепи Маркова. **Результаты:** разработан граф марковского процесса возникновения ННРЭ с предопределенным пространством состояний. Разработана методика расчета приоритетности отключения потребителей при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме, основанная на ранговом походе. Данная методика позволяет ранжировать одноименные объекты и устанавливает взаимосвязь признаков по вычисленным коэффициентам ранговой корреляции. Проведена количественная оценка интегральных показателей, включающая ряд совокупных данных, обработка которых затруднена. Для вычисления итогового интегрального показателя приоритетности отключений нефтепромысловых потребителей при дефиците активной мощности в энергосистеме использован интегральный показатель, представляющий собой относительную сумму рангов. **Практическая значимость:** разработанная методика реализует возможность создания программируемой АЧР, позволяющей более точно определять величину отключаемой нагрузки и применить концепцию и технологии системы Smart Grid, что позволит не завышать величину отключаемой нагрузки и снизить потери в технологии добычи на 7–9 %.

Ключевые слова: нефтепромысловые потребители, приоритетность отключений, дефицит активной мощности, индекс технического состояния (ИТС), категория по надежности, итоговый интегральный показатель.

V.V. Sushkov¹, V.R. Sushkova², N.N. Samokhina³

^{1,3}Nizhnevartovsk State University, Nizhnevartovsk, Russian Federation

²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

RANKING OF OILFIELD CONSUMERS BY PRIORITY OF OUTAGES WHEN THERE IS A SHORTAGE OF ACTIVE POWER IN THE POWER SYSTEM, TAKING INTO ACCOUNT THE POSSIBLE RISK OF FAILURES OF ELECTRICAL GRID EQUIPMENT

Currently, automatic frequency shedding (AFS) is used, which, when there is a shortage of active power in the power system, works by sequentially disconnecting specified load volumes (clusters). Reduction of risk of erroneous determination of cluster size is achieved by comparison and ranking of power supply objects by reliability and efficiency of their operation. The difficulties of ranking are due, first of all, to the diversity of types, and secondly, to the difference in units and the variability of data. **The purpose of the study is** to develop a methodology for calculating the priority of disconnecting oilfield consumers when there is a shortage of active power in the energy system, taking into account the possible risk of failures of electrical grid equipment. **Methods:** the initial information is the statistical data of operation on failures of the main electrical network equipment. Assessment of probabilities and time of staying in various states of disturbance of normal power supply mode (NPSM) in the absence of a technological reserve is performed on the basis of stochastic Markov circuit model. **Results:** a graph of the Markov process of the occurrence of NPSM with a predefined state space was developed. A methodology has been developed for calculating the priority of disconnecting consumers when there is a shortage of active power in the power system, based on a ranking approach. This technique allows you to rank objects of the same name and establishes the relationship of features by calculated rank correlation coefficients. A quantitative assessment of integral indicators was carried out, including a number of cumulative data, the processing of which is difficult. To calculate the final integral indicator of the priority of disconnections of oilfield consumers in the event of a shortage of active power in the energy system, an integral indicator was used, which is the relative sum of ranks. **Practical relevance:** the developed methodology realizes the possibility of creating a programmable AFS, which allows you to more accurately determine the value of disconnected load and apply the concept and technology of the Smart Grid system, which will not overestimate the value of disconnected load and reduce losses in production technology by 7–9 %.

Keywords: oilfield consumers, priority of outages, shortage of active power, technical condition index (TCI), reliability category, final integral indicator.

Введение

Для рационального ограничения объемов отключаемой мощности нефтепромышленных потребителей на сегодняшний день актуально проводить ранжирование потребителей, в частности возможность ранжирования по надежности. Поставленную задачу можно решить при помощи разработки методики оценки приоритетности отключения нефтепромышленных потребителей при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме с учетом возможного риска отказов электросетевого обо-

рудования [13, 19]. Аналогичная задача [11] рассмотрена при определении приоритетности ремонтов в энергосистеме с учетом возможного риска. Разработан комплексный показатель, который на основе надежности электроэнергетической системы и риске аварийного отключения позволяет ранжировать объекты по приоритетности планирования и проведения ремонтов. В [18] определен риск аварийных отказов электропогружных установок (ЭПУ), предложен комплексный показатель для ранжирования ЭПУ на основе сведений об их надежности. В нашем случае определение приоритетности отключений нефтепромысловых потребителей при возникновении дефицита активной мощности выполняется в сложной информационной среде, для многокомпонентной системы. Поиск оптимального решения осуществляется по разнотипным признакам совокупности большого объема данных различной природы, поэтому перед лицом, принимающим решение (ЛПР), стоит задача сравнения альтернативных вариантов и их ранжирования по степени предпочтения. Основной особенностью функционирования электроэнергетической системы объектов нефтедобычи является повышенный риск возникновения неблагоприятных последствий кратковременных нарушений электроснабжения, которые распространяются на технологию добычи нефти и попутного нефтяного газа. Нарушение непрерывного технологического процесса добычи вызывает аварийный останов нефтепромыслового оборудования, недоотпуск углеводородной продукции и значительный экономический ущерб. Таким образом, задача определения ранга нефтепромысловых потребителей для отключения объемов нагрузки с учетом возможного риска отказов электросетевого оборудования при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме принадлежит к числу актуальных и нуждается в практическом решении и применении.

Основная часть

При возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме возможны различные варианты работы противоаварийной автоматики в распределительной сети напряжением 6–35 кВ: отключение воздушных линий (ВЛ) электропередачи напряжением 6 (10), 35 кВ и конкретных потребителей напряжением 0,4, 6 кВ.

Идея создания более гибкой системы разгрузки, основанной на расстановке приоритетов в рамках одной ступени отключений, используя принцип адресности, привела к необходимости ранжирования сетевого оборудования по надежности.

В предлагаемом подходе к ранжированию по надежности сетевого оборудования предлагается учитывать следующие параметры: техническое состояние (ТС); количественную оценку интегральных показателей надежности конкретного вида сетевого оборудования; возможный ущерб при аварийном отключении (отказе). Следует отметить, что для решения поставленной задачи необходимо иметь большую информационную базу данных (ИБД) [23, 24].

Повышение эффективности решения задач по приоритету ранжирования требует объективного учета надежности. Менее надежным элементом электрической сети являются ВЛ. В данной работе предлагается методика, в которой вводится количественная оценка интегральных показателей надежности ВЛ. Для этого рекомендуется использовать следующие показатели надежности для ВЛ: срок службы, среднее число отключений на 1 км ВЛ, индекс технического состояния, вероятность риска наступления негативных последствий при аварийном отключении ВЛ, наличие реклоузеров на линии электропередачи, степень взаимозависимости ВЛ по источникам питания (табл. 1).

Таблица 1

Показатели, определяющие надежность ВЛ

Показатели ВЛ	Условное обозначение	Единица измерения
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ
Срок службы	$T_{\text{сл}}$	год
Среднее число отключений на 1 км ВЛ	$T_{\text{кр}}$	1/год
Индекс технического состояния	ИТС	о.е.
Вероятность риска наступления негативных последствий при аварийном отключении ВЛ	P	о.е.
Наличие реклоузеров на ВЛ	n	шт.
Степень взаимозависимости ВЛ по источникам питания	k	о.е.

Для определения интегрального показателя необходимо осуществить ряд шагов.

Шаг 1. Необходимо преобразовать значения табл. 1 в единую систему измерений. На первом этапе определяется диапазон изменения количественных показателей по известной формуле [22, 25]:

$$L(\Pi) = L(\Pi_{j\max} - \Pi_{j\min}), \text{ где } j = 1, \dots, n.$$

Шаг 2. Для выполнения следующего шага диапазон каждого показателя необходимо разбить на несколько интервалов. Каждому интервалу задается порядковый номер от 1 до n , которое является рангом. В нашем случае ранги заданы следующим образом, на весь срок эксплуатации нефтяного месторождения: в [22, 25] предложено разбить от 1 до 5, в случае, когда увеличение показателя приводит к увеличению надежности системы? и от 5 до 1, когда происходит снижение надежности. В табл. 2 приведено ранжирование показателей надежности для ВЛ 35 кВ по уменьшению надежности и возрастанию риска наступления негативных последствий при аварийном отключении потребителей.

Таблица 2

Ранжирование характеристик надежности для ВЛ 35 кВ

Показатель	Ранги и интервалы показателей				
	5	4	3	2	1
$T_{сл}$	< 10	10–20	20 ÷ 30	30–40	> 40
$T_{кр}$	1	3	5	7	> 10
ИТС	0,85–1	0,65–0,8	0,45–0,6	0,15–0,3	< 0,15
P	< 0,2	0,2–0,4	0,4–0,6	0,6–0,8	0,8–1
n	5	4	3	2	1
k	0,8–0,92	0,69–0,76	0,5–0,65	0,37–0,45	0,15–0,25

Взаимозависимость источников питания (ИП) является расчетной характеристикой, которую можно определить по выражению [2]:

$$k_3 = \frac{N_{1,2}}{N_1 + N_2 - N_{1,2}},$$

где N_1 – число критических провалов напряжения на первом ИП за время наблюдения T ; N_2 – число критических провалов напряжения на втором ИП за время наблюдения T ; $N_{1,2}$ – число одновременных критических провалов напряжения на обоих ИП за время наблюдения T .

В настоящее время в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше при планировании технического обслуживания и ремонтов определение ТС [14] осуществляется на основе расчета индекса технического состояния (ИТС), который в нашем случае использован для ранжирования с целью формирования списка очередности. Так, в соответствии с методологией определения ИТС электрооборудования фор-

мируется ранжированный состав оборудования, упорядоченный по критерию уменьшения вероятности возникновения отказа по техническим причинам в зависимости от уровня эксплуатации, возможных последствий технологии и действий по плановому обслуживанию, определяется вид воздействия на оборудование [11]. В этом списке наименьшему значению ИТС (критический уровень) соответствует наибольший приоритет по включению в список очередности.

В нашем случае идея определения ИТС включает в себя оценку риска, основанного на вероятностных характеристиках надежности электроснабжения, влияющих на технологию и, соответственно, на величину ущерба [3]. Расчеты надежности проводятся для определенных схем питания потребителей, обеспечивающих требуемую категорию по надежности [15]. Если электрические сети обеспечены новым оборудованием или гарантируют норму надежности и требуемую категорию по надежности, выраженную в количественных показателях, то примем ИТС равным единице (100 %). В дальнейшем производится расчет надежности системы электроснабжения нефтепромысловых потребителей на основе реальных данных и сравнение полученных показателей надежности с нормой надежности [23, 24].

Норма надежности определяется следующим образом. В настоящее время определены категории электроснабжения нефтепромысловых потребителей по степени надежности их электроснабжения, в которых сформированы схемные решения и допустимое время восстановления системы электроснабжения (СЭ) $t_{вi}$ потребителей в зависимости от категории по надежности [21]. Например, для потребителей I категории, к которым относятся основные потребители электрической энергии нефтяных месторождений (кустовые и дожимные насосные станции, кусты нефтяных скважин), время восстановления $t_{д.вI} = 2$ с (время действия устройств АВР и АПВ) и $t_{д.вI} = 20$ мин (для нефтепромысловых объектов, имеющих технологическое резервирование), для потребителей II и III категорий – соответственно $t_{д.вII} \leq 10$ ч, $t_{д.вIII} \geq 24$ ч. Следовательно, первым условием нормы надежности принято неравенство: $t_{в.д} \geq t_{в}$, где $t_{в}$ – средняя длительность перерыва в электроснабжении нефтепромыслового потребителя [10].

Следующий критерий – безотказность функционирования установок (объектов) добычи за требуемое время эксплуатации $T_{эк}$ объекта нефтедобычи. При условии, что $T_{эк}$ должно быть близко или равно

сроку службы основного технологического оборудования. Величина, обратная сроку службы $T_{\text{эк}}$, – это частота отключений, которая должна быть на питающих шинах нефтепромыслового оборудования (параметр потока отказов). Частота отключений (параметр потока отказов) определяется по выражению $f_{\text{д}} = T_{\text{эк}}^{-1}$. Исходя из опыта эксплуатации объектов нефтедобычи, а также сроков физического и морального износа оборудования, можно принять, что значение $T_{\text{эк}}$ для нефтяных скважин находится в пределах $T_{\text{эк}} \leq 30$ лет, а для других объектов нефтедобычи – $T_{\text{эк}} \leq 50$ лет.

В то же время вероятность отказа (аварии), равная единице минус безотказность функционирования установок (объектов) добычи за требуемое время работы $T_{\text{эк}}$, является риском, который подразумевает следующие определения: вероятность возникновения аварии $P\{t > T_{\text{эк}}\}$ произведение вероятности наступления аварии на последствия данной аварии является ущербом [20].

При нормировании надежности необходимо учитывать минимальное время нарушения технологии t_{0i} . Если выполняется неравенство $t_{0i} \geq t_{\text{в}}$, где $t_{\text{в}}$ – время восстановления нормального электроснабжения, то значение ущерба практически равно нулю [5].

Если известно допустимое время восстановления СЭ в зависимости от категории по надежности и частота отключений, то в этом случае нормативным показателем является интегральный показатель надежности – длительность простоя, которая определяется по формуле: $d_{\text{д}i} = f_{\text{д}i} \cdot t_i$.

Условием нормирования надежности для i – ой категории в этом случае является неравенство: $d_{\text{д}i} \geq d_i$, где d_i – время простоя i -й установки объекта нефтедобычи [21].

Нормированное значение вероятности безотказного функционирования в данном случае определяется по выражению: $p_{\text{д}i} = \exp(-d_{\text{д}i})$

В качестве примера примем для нефтяных скважин $T_{\text{СКВ}} = 30$ лет, а время восстановления СЭ потребителей I–III категорий надежности соответственно $t_{\text{вI}} = 20$ мин (принято по условиям технологии добычи нефти с учетом времени года), $t_{\text{вII}} \leq 10$ ч и $t_{\text{вIII}} \geq 24$ ч, то получим нормативы надежности на питающих шинах понизительной подстанции напряжением 6/0,4 кВ для нефтяных скважин, приведенные в табл. 3.

Таблица 3

**Нормативы надежности для нефтяных скважин
в зависимости от категории по надежности**

Категория надежности	Допустимое время восстановления, ч	Допустимая частота перерывов в электроснабжении, 1/год	Допустимое время простоя, ч/год	Допустимая вероятность перерывов в электроснабжении (норма надежности)
I	0,33	0,03	0,011	0,989
II	10	0,03	0,33	0,719
III	24	0,03	0,72	0,45

Допустимая вероятность перерывов в электроснабжении в предельном случае, которой нельзя пренебречь, соответствует ИТС, равном единице.

ИТС возможно получить на основе вероятностных характеристиках надежности электроснабжения, влияющих на технологию и, соответственно, на величину ущерба. В качестве отправной точки следует принять норму надежности, при которой ИТС равен единице (см. табл. 3).

Укрупненный расчет ИТС, например для ВЛ 6 кВ, показал, что для интервала времени эксплуатации 5–10 лет ИТС = 1; для интервала времени 10–15 лет – ИТС = 0,83–0,9; для интервала времени 15–20 лет – ИТС = 0,6–0,75; для интервала времени от 20 лет и более ИТС = 0,35–0,5.

Шаг 3. На следующем шаге расчета выполняется оценка коэффициента риска наступления негативных последствий при аварийных отключениях электрической сети. На данном этапе возможно использовать математический инструмент системного подхода, который применим к сложным проблемам принятия решений. Достоинством метода анализа иерархий является направленность на сравнение реальных альтернатив. Метод может применяться в тех случаях, когда эксперты не могут дать абсолютной оценки альтернатив по критериям, а пользуются более слабыми сравнительными измерениями [6]. В данном случае речь идет о расчете коэффициента риска [11], который будет характеризовать тяжесть отключения для потребителя.

В табл. 4 приведена матрица попарных сравнений последствий нарушения нормального режима электроснабжения (попарное сравнение в балльной системе проводилось методом экспертных оценок на основе возможного ущерба ННРЭ) [6].

Таблица 4

Матрица попарных сравнений негативных последствий ННРЭ для объектов нефтедобычи

Номер негативного последствия после аварийного отключения	1	2	3	5	6	Средние значения (удельный вес, γ_i) негативных последствий, о.е.
1	1,00	0,15	0,11	0,15	0,12	0,030
2	7,00	1,00	6,00	0,20	0,40	0,146
3	9,00	0,18	1,00	0,3	0,31	0,108
5	7,00	5,50	7,00	1,00	6,00	0,471
6	9,00	4,00	9,00	0,12	1,00	0,245
Сумма, S	33,00	10,83	23,11	1,77	7,83	1,0

Рассмотрим возможные негативные последствия отключений ВЛ 35 кВ. Расшифровка негативных последствий: 1 – работа противоаварийной автоматики, обесточивание ВЛ 35 кВ, остановка технологической площадки; 2 – снижение напряжения и частоты питающей сети 35 кВ; 3 – превышение напряжения и частоты питающей цепи в электрической сети напряжением 35 кВ выше наибольшего рабочего напряжения; 4 – изменения показателей качества напряжения питающей сети; 5 – кратковременное нарушение питания технологической площадки (неуспешная работа АПВ); 6 – перегрузка в сечениях ВЛ (оборудования) свыше допустимой кратности при авариях на источнике питания; 7 – отключение генерирующих мощностей при автономном электроснабжении нефтяного промысла. В расчетах вероятностей наступления негативных последствий при ННРЭ исключены возможные состояния 4 и 7 как маловероятные.

Анализ существующих технологических схем нефтяных промыслов Западной Сибири показал, что в перечень потребителей электрической энергии (энергопринимающих устройств) в зависимости от очереди отключения, за счет которых осуществляется аварийное ограничение режима потребления, входят в первую очередь нефтяные скважины (НС) механизированной добычи, кустовые (КНС) и дожимные (ДНС) блочные насосные станции, а во вторую очередь – центральные пункты сбора (ЦПС), установки подготовки нефти (УПН), компрессорные газа низких ступеней, центральные товарные парки (ЦТП) [12].

В данном случае должно учитываться то обстоятельство, что при отключении механизированных скважин зимой кроме потери добычи могут возникнуть осложнения, связанные с замерзанием углеводородного продукта в наземных участках трубопроводов и оборудовании (особенно на малодебитных скважинах и скважинах с высокой обводненностью) [8]. Критическое время отключения КНС зимой (время замерзания трубопроводов) определяется первоначальным давлением в системе поддержания пластового давления (ППД), температурой окружающего воздуха, диаметром трубопроводов, типом перекачиваемой жидкости и т.д.

При ограничении по мощности потребителей ЦПС нефть, минуя УПН, поступает на концевую сепарационную установку и далее в резервуарный парк, что создает резерв по времени, который определяется свободным объемом резервуаров. В результате не требуется проводить отключение НС механизированной добычи [4, 8].

При рассмотрении негативных последствий необходимо принять во внимание технологию добычи нефти при ННРЭ, при которой предусматриваются технологические и аварийные емкости или резервуары для приема жидкости с кустов скважин и сброса пластовой воды (технологический резерв по времени). При отключении насосных агрегатов на КНС, совмещенных с ДНС, пунктами сбора и подготовки нефти, имеется возможность приема поступающей с кустов жидкости и пластовой воды в аварийные резервуары. Таким образом, величина ущерба при ННРЭ определяется временем заполнения свободных объемов аварийных емкостей при обработке добываемой жидкости [20].

Отключения нефтяных скважин (кустов скважин) делятся на кратковременные (до 20 мин) и длительные (более 1 ч). При кратковременных отключениях значительных изменений в технологическом процессе добычи не происходит, режим работы не меняется, и время вывода на номинальный режим незначительно при условии, что погружные установки добычи нефти оборудованы автоматическим самозапуском при восстановлении напряжения питания. При длительных остановках скважин на недоотпуск продукции будут оказывать влияние температура окружающего воздуха (в зимний период времени) и время вывода на нормальный режим [16]. Кроме того, в зимнее время происходит замерзание жидкости в запорной арматуре и трубопроводах нефтяных скважин, что приводит к прекращению подачи нефти на ДНС.

Время замерзания скважин будет определяться обводненностью, газонасыщенностью, производительностью, температурой окружающей среды и другими факторами, которые могут значительно отличаться для различных скважин. Так, например, время замерзания $t_{\text{доп}}$ нефтяной скважины для нефтяного месторождения при $t = -25$ °С равно 7,5 ч. Кроме того, при длительных остановках с ростом времени простоя происходит увеличение устьевого давления. При пуске скважины в работу для нормализации устьевого давления и выхода скважины на нормальный режим работы требуется определенное время. Для нефтяной скважины время выхода на нормальный режим работы летом составляет до 12 ч, зимой от 12 до 24 ч.

В табл. 4 представлена матрица попарных сравнений негативных последствий ННРЭ нефтепромысловых объектов. Попарное сравнение проводилось с использованием качественной шкалы и преобразовалось в баллы, если негативные последствия для потребителя: безразлично, тогда 1; немного лучше (хуже) – 3 (0,33); лучше (хуже) – 5 (0,2); значительно лучше (хуже) – 7 (0,14); принципиально лучше – 9 (0,11) [18]. Возможно использование промежуточных баллов.

Баллы выбраны с помощью специалистов нефтегазодобывающих предприятий и обработаны методом экспертных оценок [6]. Для проверки согласованности мнений экспертов использовался коэффициент конкордации Кендалла (Kendall) W , вычисляемый как число пар значений одной выборки, для которых соответствующие пары значений другой выборки имеют одинаковую тенденцию (возрастание или уменьшение значений), минус число пар с противоположной тенденцией [9]. При полном совпадении мнений экспертов $W = 1$, при полном несовпадении $W = 0$. В предлагаемой методике приемлемое значение W принимается равным $W \geq 0,3$.

Тяжесть ННРЭ учитывалась последствиями, указаниями правил устройства электроустановок (ПУЭ) для категорий по надежности [17].

Средние значения строк нормированной матрицы приведены в последнем столбце табл. 4 и характеризуют удельный вес последствий ННРЭ. Анализ табл. 4 показал, что наиболее значимым последствием ННРЭ являются изменения показателей качества напряжения питающей сети, удельный вес которого равняется 0,471.

Шаг 4. На следующем шаге расчета выполняется определение коэффициента риска (вероятности) наступления негативных последст-

вий ННРЭ. Коэффициент риска наступления негативных последствий (P) при аварийном отключении ВЛ рассчитывается для каждой ВЛ по формуле:

$$P = \sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot B_i,$$

где γ_i – удельный вес i -го последствия ННРЭ; $B_i = (0, \dots, 1)$ – вероятность возникновения негативного последствия B при ННРЭ.

Вероятность возникновения ущерба $B = 1$ имеет место для двух случаев: для нефтяных скважин и технологических площадок при наличии технологического резерва.

При отсутствии технологического резерва оценку наиболее значимых вероятностей, характеризующих время пребывания в состояниях ННРЭ, можно определять на основе математического аппарата цепей Маркова [7], позволяющего оценить процесс возникновения ННРЭ с предопределенным пространством состояний, которое может быть представлено в виде графа [1] (рисунок).

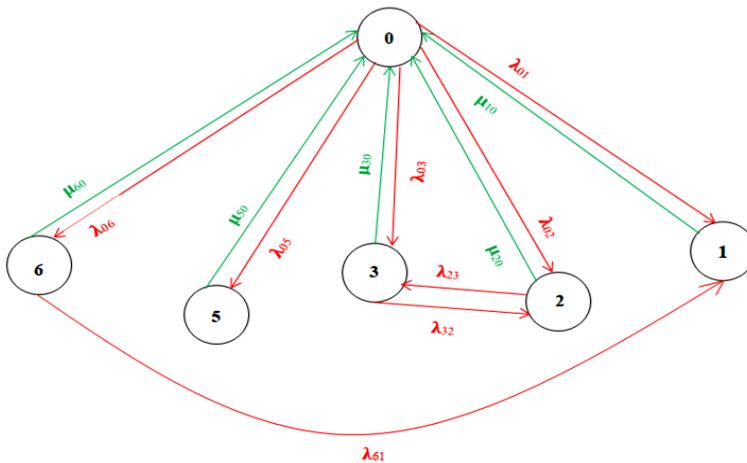


Рис. Граф вероятностей наступления негативных последствий при ННРЭ

На рисунке сделаны следующие обозначения: 0 – безотказная работа электрической сети; 1 – работа противоаварийной автоматики, обесточивание ВЛ 35 кВ, остановка технологической площадки; 2 – снижение напряжения и частоты питающей сети 35 кВ; 3 – превышение напряжения и частоты питающей цепи в электрической сети напряжением 35 кВ выше наибольшего рабочего напряжения; 5 – кратковременное нарушение питания технологической площадки (неуспеш-

ная работа АПВ); 6 – перегрузка в сечениях ВЛ (оборудования) свыше допустимой кратности при авариях на источнике питания; λ_{01} – интенсивность отключений, связанная с работой противоаварийной автоматики, и обесточивание ВЛ 35 кВ, остановка технологической площадки; λ_{02} – интенсивность отключений при снижении напряжения и частоты питающей сети 35 кВ; λ_{03} – интенсивность отключений от превышения напряжения и частоты питающей цепи в электрической сети напряжением 35 кВ и выше наибольшего рабочего напряжения; λ_{05} – интенсивность отключений кратковременного нарушения электропитания технологической площадки (неуспешная работа АПВ); λ_{06} – интенсивность перехода перегрузки в сечениях ВЛ (оборудования) свыше допустимой кратности при авариях на источнике питания; λ_{23} – интенсивность перехода от снижения напряжения и частоты питающей сети 35 кВ к росту напряжения и частоты в электрической сети напряжением 35 кВ; λ_{32} – интенсивность перехода от роста напряжения и частоты питающей сети 35 кВ к снижению напряжения и частоты в электрической сети напряжением 35 кВ; λ_{61} – интенсивность перехода от перегрузки в сечениях ВЛ к работе противоаварийной автоматики; μ_{10} – интенсивность восстановления сети после работы противоаварийной автоматики; μ_{20} – интенсивность восстановления сети при снижении частоты и напряжения; μ_{30} – интенсивность восстановления сети после превышения частоты и напряжения; μ_{50} – интенсивность восстановления сети от кратковременного нарушения питания; μ_{60} – интенсивность восстановления сети при перегрузке в сечении ВЛ свыше допустимой кратности.

В соответствии с графом состояний (см. рисунок) система дифференциальных уравнений будет иметь вид [26]:

$$\begin{aligned}
 p_0(t) &= p_0(t)(-\lambda_{01} - \lambda_{02} - \lambda_{03} - \lambda_{05} - \lambda_{06}) + \mu_{10}p_1(t) + \\
 &\quad + \mu_{20}p_2(t) + \mu_{30}p_3(t) + \mu_{50}p_5(t) + \mu_{60}p_6(t), \\
 p_1(t) &= \lambda_{01}p_0(t) - \mu_{10}p_1(t) + \lambda_{61}p_6(t), \\
 p_2(t) &= \lambda_{02}p_0(t) - \lambda_{23}p_2(t) - \mu_{20}p_2(t) + \lambda_{32}p_3(t), \\
 p_3(t) &= \lambda_{03}p_0(t) + \lambda_{23}p_2(t) - \lambda_{32}p_3(t) - \mu_{30}p_3(t), \\
 p_5(t) &= \lambda_{05}p_0(t) - \mu_{50}p_5(t), \\
 p_6(t) &= \lambda_{06}p_0(t) - \lambda_{61}p_6(t) - \mu_{60}p_6(t).
 \end{aligned}$$

Система линейных алгебраических уравнений переходов относительно стационарных вероятностей p_i , $i = 0, 1, 2, \dots, 5$ имеет вид:

$$\begin{cases} \lambda_{01}p_0 - \mu_{10}p_1 + \lambda_{61}p_6 = 0, \\ \lambda_{02}p_0 - \lambda_{23}p_2 - \mu_{20}p_2 + \lambda_{32}p_3 = 0, \\ \lambda_{03}p_0 + \lambda_{23}p_2 - \lambda_{32}p_3 - \mu_{30}p_3 = 0, \\ \lambda_{05}p_0 - \mu_{50}p_5 = 0, \\ \lambda_{06}p_0 - \lambda_{61}p_6 - \mu_{60}p_6 = 0, \\ p_0 + p_1 + p_2 + p_3 + p_5 + p_6 = 1. \end{cases}$$

Система уравнений является однородной и должна решаться с условием нормировки:

$$\sum p_i = 1.$$

Решение системы дифференциальных уравнений определяется с помощью процедуры интегрирования системы дифференциальных уравнений методом Рунге – Кутта.

Вычисления проводились при помощи программного средства символьной математики Derive. Расчет системы уравнений имеет вид:

$$\begin{aligned} p_0 = & -((\lambda_{32}\mu_{10}\mu_{50}(\lambda_{61} + \mu_{60})(-\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) - \lambda_{32}\mu_{20}))/ \\ & /((- \mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) - \lambda_{32}\mu_{20})(\lambda_{02}\mu_{10}\mu_{50}(\lambda_{61} + \mu_{60}) - \\ & - \lambda_{32}((\lambda_{61} + \mu_{60})(\mu_{50}(\lambda_{01} + \mu_{10}) + \lambda_{05}\mu_{10}) + \lambda_{05}\mu_{10}) + \lambda_{06}\mu_{50}(\lambda_{61} + \mu_{10}))) + \\ & + \mu_{10}\mu_{50}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{20})(\lambda_{02}(\lambda_{32} + \mu_{30}) + \lambda_{03}\lambda_{32})); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} p_1 = & (\mu_{50}(\lambda_{01}(\lambda_{61} + \mu_{60}) + \lambda_{06}\lambda_{61})(\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20}))/ \\ & /(\mu_{50}((\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})(\lambda_{01}(\lambda_{61} + \mu_{60}) + \lambda_{06}(\lambda_{61} + \mu_{10}) + \\ & + \mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})) + \lambda_{02}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{30}) + \\ & + \lambda_{03}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{20})) + \lambda_{05}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \\ & + \lambda_{32}\mu_{20})); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} p_2 = & (\mu_{10}\mu_{50}(\lambda_{61} + \mu_{60}) + \lambda_{02}(\lambda_{32} + \mu_{30}) + \lambda_{03}\lambda_{32}))/ \\ & /(\mu_{50}((\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})(\lambda_{01}(\lambda_{61} + \mu_{60}) + \lambda_{06}(\lambda_{61} + \mu_{10}) + \\ & + \mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})) + \lambda_{02}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{30}) + \\ & + \lambda_{03}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{20})) + \lambda_{05}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})); \end{aligned}$$

$$p_3 = (\mu_{10}\mu_{50}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{02}\lambda_{32} + \lambda_{03}(\lambda_{23} + \mu_{20}))) /$$

$$/(\mu_{50}((\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})(\lambda_{01}(\lambda_{61} + \mu_{60}) + \lambda_{06}(\lambda_{61} + \mu_{10}) +$$

$$+ \mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})) + \lambda_{02}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{30}) +$$

$$+ \lambda_{03}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{20})) + \lambda_{05}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20}));$$

$$p_5 = (\lambda_{05}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})) /$$

$$/(\mu_{50}((\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})(\lambda_{01}(\lambda_{61} + \mu_{60}) + \lambda_{06}(\lambda_{61} + \mu_{10}) +$$

$$+ \mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})) + \lambda_{02}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{30}) +$$

$$+ \lambda_{03}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{20})) + \lambda_{05}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20}));$$

$$p_6 = (\lambda_{06}\mu_{10}\mu_{50}(\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})) /$$

$$/(\mu_{50}((\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})(\lambda_{01}(\lambda_{61} + \mu_{60}) + \lambda_{06}(\lambda_{61} + \mu_{10}) +$$

$$+ \mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})) + \lambda_{02}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{30}) +$$

$$+ \lambda_{03}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\lambda_{23} + \lambda_{32} + \mu_{20})) + \lambda_{05}\mu_{10}(\lambda_{61} + \mu_{60})(\mu_{30}(\lambda_{23} + \mu_{20}) + \lambda_{32}\mu_{20})).$$

В табл. 5 приведены значения коэффициента риска наступления негативных последствий (ущерба), связанных с ННРЭ.

Таблица 5

Коэффициент риска наступления негативных последствий при аварийном отключении потребителей ВЛ

Наименование ВЛ	Номер негативного последствия послеаварийного режима					Коэффициент риска вероятности) аварийного отключения ВЛ, P , о.е.
	1	2	3	5	6	
ВЛ 1	0,042	0,665	0,063	0,009	0,103	0,1344
ВЛ 2	0,142	0,665	0,0726	0,094	0,303	0,2276
ВЛ 3	0,487	0,795	0,087	0,478	0,597	0,5113
ВЛ 4	0,147	0,032	0,042	0,027	0,271	0,0928
ВЛ 5	0,280	0,053	0,074	0,238	0,116	0,1646
ВЛ ск ₁	0	1	0	1	1	0,8619
ВЛ ск ₂	1	1	0	1	1	0,8917

Шаг 5. На следующем шаге проведем ранжирование исследуемых ВЛ электрических сетей по приоритетности ранжирования показателей ВЛ с применением данных табл. 2 и результатов расчета табл. 5. Ранги индивидуальных показателей надежности исследуемых ВЛ приведены в табл. 6.

Таблица 6

Ранги индивидуальных показателей надежности ВЛ

Наименование ВЛ	Показатель					
	$T_{сл}$	$T_{кр}$	ИТС	P	n	k
ВЛ 1	4	1	1	5	2	1
ВЛ 2	2	4	2	4	3	4
ВЛ 3	3	1	3	3	4	1
ВЛ 4	1	1	1	5	1	1
ВЛ 5	5	5	2	5	5	5
ВЛ ск ₁	1	4	5	1	1	1
ВЛ ск ₂	2	5	5	1	4	5

Шаг 6. Последний шаг – это вычисление итогового интегрального показателя (K) приоритетности [11] отключений нефтепромысловых потребителей при дефиците активной мощности в энергосистеме, представляющего собой относительную сумму рангов, применим следующую формулу:

$$K = \left(\sum_{j=1}^n r_j \right) / (n \cdot m),$$

где r_j – ранг j -го показателя k -го объекта; m – число рангов, n – число показателей. Значения интегральных показателей K исследуемых ВЛ 35 кВ представлены в порядке возрастания в табл. 7.

Таблица 7

Ранги по надежности и диапазон индекса технического состояния

K	Диапазон индекса технического состояния (ИТС)	Вероятность перерыва в электроснабжении	Ранг	Пример воздушных линий электропередачи по очередности на отключение
0,33 3	$\geq 0,25$ и $< 0,4$	0,79 – 0,989	1	Воздушные линии напряжением 35 кВ, питающие низкодебитные кусты скважин, кустовые насосные станции (I очередь)
0,46 7	$\geq 0,45$ и $< 0,5$	0,5 – 0,72	2	Воздушные линии напряжением 35 кВ, питающие кустовые насосные станции, дожимные насосные станции (II очередь)
0,63 3	$\geq 0,6$ и $< 0,75$	0,2 – 0,45	3	Воздушные линии напряжением 6 и 35 кВ, питающие кусты скважин, кустовые насосные станции, дожимные насосные станции (III очередь)
0,83 3	$\geq 0,83$ и $< 0,9$	$\geq 0,15$	4	Воздушные линии напряжением 35 кВ, питающие комплексные пункты сбора, товарные парки (IV очередь)
0,90 0	$\geq 0,89$ и ≥ 1	$\geq 0,09$	5	Воздушные линии электропередачи напряжением 6 кВ и 35 кВ, питающие высокодебитные скважины, крупные технологические объекты (V очередь)

Расчеты надежности проведены для известных схем питания нефтепромысловых потребителей, обеспечивающих требуемую категорию по надежности. По результатам проведенных исследований получены ранги по надежности электрических сетей, которые могут быть использованы для принятия решений при составлении списка очередности отключений нефтепромысловых потребителей при дефиците активной мощности в энергосистеме, представленные в табл. 7.

Заключение

Разработана методика по определению приоритета отключений при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме с учетом надежности и возможного риска отказов воздушной линии электропередачи. Очередность отключений ВЛ следует определять в сторону увеличения ранга, т.е. потребители нижнего ранга должны отключаться в первую очередь. Учтены различные характеристики функционирования ВЛ, риски от ухудшения технического состояния ВЛ, проведена экспертная оценка негативных последствий ННРЭ при отключении ВЛ, питающих нефтепромысловые потребители. Ранжирование проведено на основе итогового интегрального показателя приоритетности отключений. Данная методика дает возможность создания интеллектуальной АЧР, позволяющей более точно определять величину отключаемой нагрузки по ступеням срабатывания АЧР и применить концепцию технологии системы Smart Grid, а также снизить потери в технологии добычи нефти.

Библиографический список

1. Jalilov R.B., Sitdikov R.A. Graph-analytical method for studying the reliability of electric power systems // Problems of energy and resource saving, Tashkent. – 2017. – Vol. 1-2. – P. 23–29.
2. Ershov M., Komkov A., Melik-Shaknazarova I. Categorization of reliability of electrical appliances based on risk assessment // E3S Web of Conferences. – 2020. – P. 01024. DOI: 10.1051/e3sconf/202021601024
3. Global Methodology for Electrical Utilities Maintenance Assessment Based on Risk-Informed Decision Making / M. Gaha, B. Chabane, D. Komljenovic, A. Côté, C. Hébert, O. Blancke, A. Delavari, G. Abdounour // Sustainability. – 2021. – No. 13 (16). – P. 1–23. DOI: 10.3390/su13169091

4. Analysis of distribution network regimes using innovative electrical equipment / E.O. Soldusova, V.G. Goldshtein, L.M. Inahodova, A.A. Kazantzev, A.V. Pronichev // International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation, RPA 2018. – 2018. – P. 8537202. DOI: 10.1109/RPA.2018.8537202

5. The scheduling of the alarm limit mode energy consumption taking into account the ability of oilfield consumers to be stable at sudden deficiency of active power in the power system / V.V. Sushkov, V.R. Antropova, F.A. Losev, I.S. Sukhachev // 14th International IEEE Scientific and Technical Conference Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, Dynamics 2020 – Proceedings. – 2020. – 14. – P. 9306187.

6. Бешелев С.Д., Гурвич Ф.Г. Экспертные оценки. – М.: Изд-во Наука, 1973. – 154 с.

7. Бурба А.В., Бинкаускас Б.-Ю.Б. Расчеты показателей надежности в электрических сетях с помощью процессов Маркова // Труды АН Лит. ССР. – 1976. – Сер. Б. – Т. 73 (2). – С. 173–179.

8. Новоселов Ю.Б., Фрайштетер В.П., Сушков В.В. Инструкция по отключениям электроустановок нефтяных промыслов Западной Сибири. Руководящий документ РД39-0147323-802-89-Р. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1990. – С. 65.

9. Кендал М. Ранговые корреляции. – М.: Изд-во Статистика, 1975. – 177 с.

10. Королев С.Г., Синьчугов Ф.И. Нормирование надежности электрических сетей энергосистем и систем электроснабжения потребителей // Электрические станции. – 1987. – № 5. – С.44–49.

11. Назаров А.А, Кавченков В.П. Разработка методики оценки надежности и приоритетности ремонтов в региональной энергосистеме с учетом возможного риска // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 3. – С. 50–57.

12. Новоселов Ю.Б., Росляков В.П., Сушков В.В. Методика определения ущерба от перерыва электроснабжения погружных установок добычи нефти // Машины и нефтяное оборудование. – 1981. – № 4. – С. 4–6.

13. Приказ Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290 «Об утверждении правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики». – М., 2013.

14. Приказ Минэнерго РФ от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей». – М., 2017. – URL: <https://base.garant.ru/71779722/>

15. Приказ Минэнерго РФ от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок». – М., 2018. – URL: <https://base.garant.ru/72032950/>

16. Приказ Минэнерго РФ от 12.07.2018 № 548 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики». – М., 2018. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71924756/>.

17. Романов В.С., Гольдштейн В.Г. Метод анализа видов и последствий потенциальных отказов для повышения надежности и эффективности предприятий нефтедобычи // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы XIII Всерос. открытой молодежной науч.-практ. конф. – Казань, 2018. – С. 205–209.

18. Романов В.С., Гольдштейн В.Г., Васильева Н.С. Разработка методики оценки надежности и приоритетности ремонтов для электрооборудования нефтяной промышленности с учетом возможного риска // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 3 (66). – С. 106–116.

19. Стандарт организации ОАО «СОЕЭС» СТО 59012820.29.240.001–2010 Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). – М., 2009.

20. Сушков В.В. Фрайштетер В.П. Новоселов Ю.Б. Определение ущерба от нарушения электроснабжения объектов нефтедобычи Западной Сибири // Промышленная энергетика. – 1993. – № 2. – С. 16–19.

21. Сушков В.В., Пухальский А.А. Определение требований к надежности электроснабжения объектов в нефтедобыче Западной Сибири // Промышленная энергетика. – 1996. – № 1. – С. 11–14.

22. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Абдуллаева С.А. Оценка, сравнение и ранжирование показателей оперативной надежности воздушных ЛЭП электроэнергетических систем // Главный энергетик. – 2022. – № 8. – С. 12–21.

23. Методы и алгоритмы оценки оперативной надежности воздушных ЛЭП электроэнергетических систем / Э.М. Фархадзаде, А.З. Мурадалиев, С.А. Абдуллаева, А.А. Назаров // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2022. – № 6. – С. 68–80.

24. Совершенствование методов повышения надежности объектов электроэнергетических систем / Э.М. Фархадзаде, Ю.З. Фарзалиев, А.З. Мурадалиев, С.А. Абдуллаева // Электричество. – 2016. – № 8. – С. 18–28.

25. Методы и алгоритмы сравнения и ранжирования надежности и экономичности работы объектов электроэнергетических систем / Э.М. Фархадзаде, Ю.З. Фарзалиев, А.З. Мурадалиев, С.М. Исмаилова // Электричество. – 2017. – № 8. – С. 4–13.

26. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: пер. с англ. / под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Изд-во Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

References

1. Jalilov R.B., Sitdikov R.A. Graph-analytical method for studying the reliability of electric power systems. *Problems of energy and resource saving*, Tashkent, 2017, vol. 1-2, pp. 23-29.

2. Ershov M., Komkov A., Melik-Shaknazarova I. Categorization of reliability of electrical appliances based on risk assessment. *E3S Web of Conferences*, 2020, 01024 p. DOI: 10.1051/e3sconf/202021601024

3. Gaha M., Chabane B., Komljenovic D., Côté A., Hébert C., Blancke O., Delavari A., Abdalnour G. Global Methodology for Electrical Utilities Maintenance Assessment Based on Risk-Informed Decision Making. *Sustainability*, 2021, no. 13 (16), pp. 1-23. DOI: 10.3390/su13169091

4. Soldusova E.O., Goldshtein V.G., Inahodova L.M., Kazantzev A.A., Pronichev A.V. Analysis of distribution network regimes using innovative electrical equipment. *International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation, RPA 2018*, 2018, 8537202 p. DOI: 10.1109/RPA.2018.8537202

5. Sushkov V.V., Antropova V.R., Losev F.A., Sukhachev I.S. The scheduling of the alarm limit mode energy consumption taking into account the ability of oilfield consumers to be stable at sudden deficiency of active power in the power system. *14th International IEEE Scientific and Tech-*

nical Conference Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, Dynamics 2020 - Proceedings, 2020, 14, 9306187 p.

6. Beshelev S.D., Gurvich F.G. *Ekspertnye otsenki* [Expert assessments]. Moscow: Nauka, 1973, 154 p.

7. Burba A.V., Binkauskas B.-Iu.B. *Raschety pokazatelei nadezhnosti v elektricheskikh setiakh s pomoshch'iu protsessov Markova* [Calculations of reliability indicators in electrical networks using Markov processes]. *Trudy AN Litovskoi SSR*, 1976, series B, vol. 73 (2), pp. 173-179.

8. Novoselov Iu.B., Fraishteter V.P., Sushkov V.V. *Instruktsiia po otkliucheniiam elektroustanovok neftianykh promyslov Zapadnoi Sibiri. Rukovodiashchii dokument RD39-0147323-802-89-R* [Instructions for disconnecting electrical installations of oil fields in Western Siberia. Guiding document RD39-0147323-802-89-R]. Tiumen': Giprotiumenneftegaz, 1990, 65 p.

9. Kendal M. *Rangovyie korreliatsii* [Rank correlations]. Moscow: Statistika, 1975, 177 p.

10. Korolev S.G., Sin'chugov F.I. *Normirovanie nadezhnosti elektricheskikh setei energosistem i sistem elektrosnabzheniia potrebiteliei* [Standardization of reliability of electrical networks of energy systems and power supply systems for consumers]. *Elektricheskiiye stantsii*, 1987, no. 5, pp.44-49.

11. Nazarov A.A., Kavchenkov V.P. *Razrabotka metodiki otsenki nadezhnosti i prioritetnosti remontov v regional'noi energosisteme s uchetom vozmozhnogo riska* [Development of a methodology for assessing the reliability and priority of repairs in the regional power system, taking into account possible risks]. *Elektroenergiia. Peredacha i raspredelenie*, 2020, no. 3, pp. 50-57.

12. Novoselov Iu.B., Rosliakov V.P., Sushkov V.V. *Metodika opredeleniia ushcherba ot pereryva elektrosnabzheniia pogruzhnykh ustanovok dobychi nefti* [Methodology for determining damage from interruption of power supply to submersible oil production installations]. *Mashiny i neftianoe oborudovanie*, 1981, no. 4, pp. 4-6.

13. *Prikaz Minenergo Rossii ot 6 iyunia 2013 g. № 290 "Ob utverzhdenii pravil razrabotki i primeneniia grafikov avariinogo ogranicheniia rezhima potrebleniia elektricheskoi energii (moshchnosti) i ispol'zovaniia protivovariinnoi avtomatiki"* [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated July 26, 2017 no. 676 "On approval of the methodology for assessing the technical condition of main technological

equipment and power transmission lines of power stations and electrical networks”]. Moscow, 2013.

14. Prikaz Minenergo RF ot 26.07.2017 № 676 “Ob utverzhdenii metodiki otsenki tekhnicheskogo sostoianiia osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniia i linii elektroperedachi elektricheskikh stantsii i elektricheskikh setei” [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated August 3, 2018 no. 630 “On approval of requirements for ensuring the reliability of electric power systems, reliability and safety of electric power facilities and power receiving installations”]. Moscow, 2017, available at: <https://base.garant.ru/71779722/>

15. Prikaz Minenergo RF ot 03.08.2018 № 630 “Ob utverzhdenii trebovaniia k obespecheniiu nadezhnosti elektroenergeticheskikh sistem, nadezhnosti i bezopasnosti ob"ektov elektroenergetiki i energoprimaimaiushchikh ustanovok” [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated July 12, 2018 no. 548 “Rules for preventing the development and elimination of violations of the normal mode of the electrical part of power systems and electric power facilities”]. Moscow, 2018, available at: <https://base.garant.ru/72032950/>

16. Prikaz Minenergo RF ot 12.07.2018 № 548 “Pravila predotvrashcheniia razvitiia i likvidatsii narusheniia normal'nogo rezhima elektricheskoi chasti energosistem i ob"ektov elektroenergetiki” [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated July 12, 2018 no. 548 “Rules for preventing the development and elimination of violations of the normal mode of the electrical part of power systems and electric power facilities”]. Moscow, 2018, available at: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71924756/>

17. Romanov V.S., Gol'dshtein V.G. Metod analiza vidov i posledstviia potentsial'nykh otkazov dlia povysheniia nadezhnosti i effektivnosti predpriiatii neftedobychi [A method for analyzing the types and consequences of potential failures to improve the reliability and efficiency of oil production enterprises]. *Dispetcherizatsiia i upravlenie v elektroenergetike. Materialy XIII Vserossiiskoi otkrytoi molodezhnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Kazan', 2018, pp. 205-209.

18. Romanov V.S., Gol'dshtein V.G., Vasil'eva N.S. Razrabotka metodiki otsenki nadezhnosti i prioretnosti remontov dlia elektrooborudovaniia neftianoi promyshlennosti s uchetom vozmozhnogo riska [Development of a methodology for assessing the reliability and priority of repairs for

electrical equipment in the oil industry, taking into account the possible risk]. *Elektroenergiia. Peredacha i raspredelenie*, 2021, no. 3 (66), pp. 106-116.

19. Standart organizatsii OAO "SOEES" STO 59012820.29.240.001-2010 Tekhnicheskie pravila organizatsii v EES Rossii avtomaticheskogo ogranicheniia snizheniia chastoty pri avariinom defitsite aktivnoi moshchnosti (avtomaticheskaiia chastotnaia razgruzka) [Organizational standard of JSC "SOEES" STO 59012820.29.240.001-2010 Technical rules for organizing in the Unified Energy System of Russia automatic limitation of frequency reduction in the event of an emergency deficit of active power (automatic frequency unloading)]. Moscow, 2009.

20. Sushkov V.V. Fraishteter V.P. Novoselov Iu.B. Opredelenie usherba ot narusheniia elektrosnabzheniia ob"ektov neftedobychi Zapadnoi Sibiri [Determination of damage from power supply failure of oil production facilities in Western Siberia]. *Promyshlennaia energetika*, 1993, no. 2, pp. 16-19.

21. Sushkov V.V., Pukhal'skii A.A. Opredelenie trebovaniia k nadezhnosti elektrosnabzheniia ob"ektov v neftedobyche Zapadnoi Sibiri [Determination of requirements for the reliability of power supply to oil production facilities in Western Siberia]. *Promyshlennaia energetika*, 1996, no. 1, pp. 11-14.

22. Farkhadzade E.M., Muradaliev A.Z., Abdullaeva S.A. Otsenka, sravnenie i ranzhirovanie pokazatelei operativnoi nadezhnosti vozdushnykh LEP elektroenergeticheskikh sistem [Assessment, comparison and ranking of operational reliability indicators of air power transmission lines of electric power systems]. *Glavnyi energetik*, 2022, no. 8, pp. 12-21.

23. Farkhadzade E.M., Muradaliev A.Z., Abdullaeva S.A., Nazarov A.A. Metody i algoritmy otsenki operativnoi nadezhnosti vozdushnykh LEP elektroenergeticheskikh sistem [Methods and algorithms for assessing the operational reliability of air power lines of electric power systems]. *Izvestiia Rossiiskoi akademii nauk. Energetika*, 2022, no. 6, pp. 68-80.

24. Farkhadzade E.M., Farzaliev Iu.Z., Muradaliev A.Z., Abdullaeva S.A. Sovershenstvovanie metodov povysheniia nadezhnosti ob"ektov elektroenergeticheskikh sistem [Improving methods for increasing the reliability of electrical power system facilities]. *Elektrichestvo*, 2016, no. 8, pp. 18-28.

25. Farkhadzade E.M., Farzaliev Iu.Z., Muradaliev A.Z., Ismailova S.M. Metody i algoritmy sravneniia i ranzhirovaniia nadezhnosti i ekonomichnosti raboty ob"ektov elektroenergeticheskikh sistem [Methods and

algorithms for comparing and ranking the reliability and economy of operation of electrical power system facilities]. *Elektrichestvo*, 2017, no. 8, pp. 4-13.

26. Endreni Dzh. Modelirovanie pri raschetakh nadezhnosti v elektroenergeticheskikh sistemakh [Modeling for reliability calculations in electrical power systems]. Ed. Iu.N. Rudenko. Moscow: Energoatomizdat, 1983, 336 p.

Сведения об авторах

Сушков Валерий Валентинович (Нижевартовск, Российская Федерация) – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Энергетика» Нижевартовского государственного университета (628605, Нижевартовск, ул. Держинского, 11, e-mail: sushkovvv50@mail.ru).

Сушкова Виктория Романовна (Тюмень, Российская Федерация) – аспирант кафедры «Электроэнергетика» Тюменского промышленного университета (625027, Тюмень, ул. Мельникайте, 70, e-mail: vikiyantropova@yandex.ru).

Самохина Наталья Николаевна (Нижевартовск, Российская Федерация) – кандидат философских наук, доцент, доцент кафедры «Массовые коммуникации и туризм» Нижевартовского государственного университета (628605, Нижевартовск, ул. Мира, 3б, e-mail: sgnt@nvsu.ru).

About the authors

Valery V. Sushkov (Nizhneartovsk, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of the Department of Energy Nizhneartovsk State University (628605, Nizhneartovsk, 11, Dzerzhinsky str., e-mail: sushkovvv50@mail.ru).

Victoria R. Sushkova (Tyumen, Russian Federation) – Graduate Student of the Electrical Power Engineering Department of the Tyumen Industrial University (625027, Tyumen, 70, Melnikaite str., e-mail: vikiyantropova@yandex.ru).

Natalya N. Samokhina (Nizhneartovsk, Russian Federation) – Candidate of Philosophical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Mass Communications and Tourism of the Nizhneartovsk State University (628605, Nizhneartovsk, Mira str., 3b, e-mail: sgnt@nvsu.ru).

Поступила: 27.11.2023. Одобрена: 06.12.2023. Принята к публикации: 10.12.2023.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов по отношению к статье.

Вклад авторов. Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку статьи.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Сушков, В.В. Ранжирование нефтепромысловых потребителей по приоритету отключений при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме с учетом возможного риска отказов электросетевого оборудования / В.В. Сушков, В.Р. Сушкова, Н.Н. Самохина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2023. – № 48. – С. 175–199. DOI: 10.15593/2224-9397/2023.4.08

Please cite this article in English as:

Sushkov V.V., Sushkova V.R., Samokhina N.N. Ranking of oilfield consumers by priority of outages when there is a shortage of active power in the power system, taking into account the possible risk of failures of electrical grid equipment. *Perm National Research Polytechnic University Bulletin. Electrotechnics, information technologies, control systems*, 2023, no. 48, pp. 175-199. DOI: 10.15593/2224-9397/2023.4.08