

ЧИСЛЕННАЯ ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ

О.А. Кожихова¹, А.А. Ковалева², А.С. Тавлинцев²

¹ Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, г. Екатеринбург, Россия,

² Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия

Состояние вопроса. Значения перетоков активной мощности используются для контроля соблюдения требований к устойчивости энергосистем при планировании и управлении электроэнергетическим режимом. Для выполнения расчетов создаются математические модели электрической сети. При этом величины мощностей прогнозного суточного графика нагрузки находятся расчетным путем в соответствии с правилами их определения, то есть задаются конкретными значениями на отдельных временных интервалах. Однако реальные значения мощностей нагрузок не являются постоянной величиной на рассматриваемом интервале и в общем случае могут быть представлены некоторым интервалом, внутри которого находятся фактические значения. Параметры электрической сети также изменяются во времени под воздействием внешних факторов, таких как сезонные изменения, погодные условия, случайные происшествия и другие. Иными словами, при создании модели электрической сети применяется ряд допущений. В данной статье предлагается применить метод Монте-Карло для моделирования режимов работы рассматриваемой энергосистемы при изменении исходных величин мощностей нагрузок в узлах сети и сопротивлений линий согласно нормальному закону распределения. Данный метод позволит определить влияние изменений указанных величин на перетоки мощности по ветвям, а также оценить величину коэффициентов запаса по статической устойчивости.

Материалы и методы: Метод Монте-Карло (метод статистических испытаний).

Результаты. Данная методика была реализована в двухузловых системах «база – генератор» и «база – нагрузка», трехузловой системе «база – нагрузка – генератор» и на модели Редькино-Арланского района энергосистемы Республики Башкортостан. Для перечисленных моделей были получены результаты перетоков активной и реактивной мощности линий для каждого успешно рассчитанного режима (без нарушения статической устойчивости), и по полученным значениям мощностей были построены их распределения и определены диапазоны изменения. После чего были рассчитаны коэффициенты запаса статической устойчивости и построены их зависимости от величины интервала изменения исходных параметров сети.

Выводы. По результатам изменения диапазонов перетоков мощностей по ветвям исследуемой сети делается вывод о том, какие из них имеют наибольший диапазон колебаний значений, а также изменение мощностей в каких из узлов оказывает наибольшее влияние на величину контролируемых перетоков. Соответственно, значения мощностей в этих узлах следует задавать с большей точностью, чем в других.

Ключевые слова: энергосистема, метод Монте-Карло, установившийся режим, предельный режим, статическая устойчивость.

Введение

Значения перетоков активной мощности используются для соблюдения требований к устойчивости энергосистем при планировании и управлении электроэнергетическим режимом. Величины перетоков активной мощности зависят как от мощностей нагрузок в узлах сети, так и от параметров электрической сети. При создании математической модели исследуемой сети используется ряд допущений, например, мощность нагрузки задается конкретным числом на отдельных интервалах времени, хотя в действительности она не является постоянной величиной и может быть представлена некоторым интервалом, внутри которого находятся фактические значения [1]. Параметры сети также изменяются во времени под влиянием различных факторов, и их задание в виде постоянных величин вводит погрешность в рас-

четы исследуемой сети [2, 3]. В частности, величина предельного перетока обратно пропорциональна сопротивлению рассматриваемой линии.

Оценка влияния колебаний нагрузок и изменения сопротивлений линий на изменение величины предельного перетока, а также оценка интервала его возможных значений может представлять интерес для дальнейшего использования величины предельного перетока в инженерных расчетах.

Вероятностный подход к расчету режимов

В настоящей статье предлагается применить на практике метод Монте-Карло (метод статистических испытаний). Это численный метод, основанный на моделировании случайных величин и построении статистических оценок для искомых величин. Изменения нагрузки энергосистемы представляют собой суммирование изменений нагрузок

отдельных электроприемников. Основное допущение состоит в том, что все одиночные электроприемники подключаются и отключаются независимо друг от друга. Как известно, независимое сложение достаточно большого числа случайных слагаемых приводит к нормальному распределению вероятности их суммы [4, 5].

Описание мощностей нагрузок нормальным распределением дает возможность решения задач достоверизации и обобщения результатов косвенной статистической оценки вероятностных характеристик колебаний небаланса мощности энергосистем и обменной мощности их объединения.

Реализация методики

Предлагаемый метод основан на проведении серий расчетов установившихся режимов при случайном изменении величин мощностей в узлах нагрузок сети, при случайном изменении величин сопротивлений линий или при сочетании этих изменений. С помощью ЭВМ моделируется вероятностный характер заданных величин. В этом случае случайная величина (мощность нагрузки каждого узла, сопротивление линии или их сочетание) задается законом распределения, а именно возможные значения случайной величины сопоставляются с вероятностями их появления. В рассматриваемой задаче предполагается, что случайная величина изменяется в 5%-ном диапазоне от своего исходного (номинального) значения и ее поведение описывается по закону нормального распределения. Реальные диапазоны изменения параметров схем замещения описаны в следующей литературе [6].

Расчеты установившихся режимов проводятся в программном комплексе RastrWin3 (далее ПК RastrWin3). Поскольку численный метод основывается на проведении большого количества расчетов, то для удобства использовались возможности специального пакетного обработчика схем, который отправляет исходные данные и принимает расчетные данные из ПК RastrWin3 и формирует таблицы с результатами расчетов в ПК MS Excel. Таким образом, обработчик обеспечивает взаимодействие с ПК RastrWin3 для автоматизации про-

цесса перебора возможных значений нагрузок и параметров схем замещения в узлах исследуемой сети по заданному закону распределения.

В соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем [7] для определения предельного по статической устойчивости перетока осуществляется утяжеление режима, при этом рассматривается ряд траекторий утяжеления режима, которые характерны для данной энергосистемы и различаются перераспределением мощности между узлами. После чего значение предельной мощности определяется по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность.

Для этого необходимо провести серию расчетов установившихся режимов, при которых в узлах сети задается предельная мощность по условиям статической устойчивости, а параметры случайных величин задаются в виде распределения. Часть режимов при этом не будут иметь решения вследствие нарушения статической устойчивости. По результатам расчетов остальных режимов станет возможным определить интервалы изменения предельного перетока, после чего появляется возможность определить необходимый коэффициент запаса устойчивости по активной мощности. Для этого нужно снижать исходную предельную мощность до такого значения, при котором в серии проводимых режимов не будет иметь место нарушение статической устойчивости. Отношение разности исходного значения предельной мощности $P_{пред}$ и полученного значения мощности $P_{пред}^{успех}$ к исходному значению предельной мощности является необходимым коэффициентом запаса устойчивости по активной мощности:

$$k_{зап} = \frac{P_{пред} - P_{пред}^{успех}}{P_{пред}}$$

Предложенная методика была реализована на двухузловых схемах «база – генератор» («Б–Г»), представленной на рис. 1, «база – нагрузка» («Б–Н»), представленной на рис. 2, на трехузловой схеме «база – нагрузка – генератор» («Б–Н–Г»), представленной на рис. 3, и на модели Редькино-

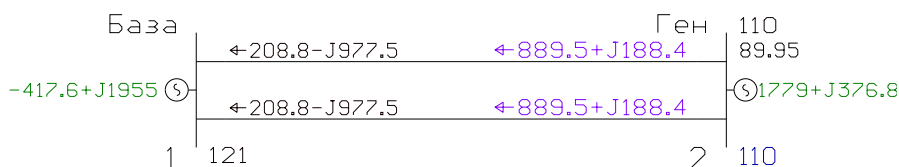


Рис. 1. Результат расчета после утяжеления схемы «Б–Г»

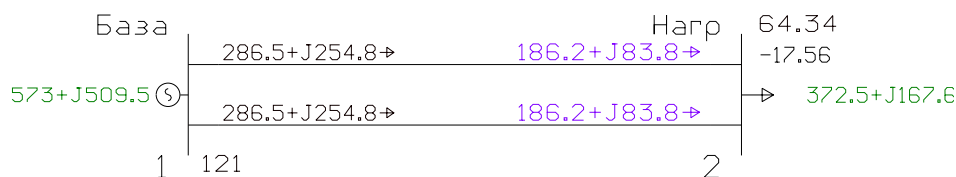


Рис. 2. Результат расчета после утяжеления схемы «Б–Н»

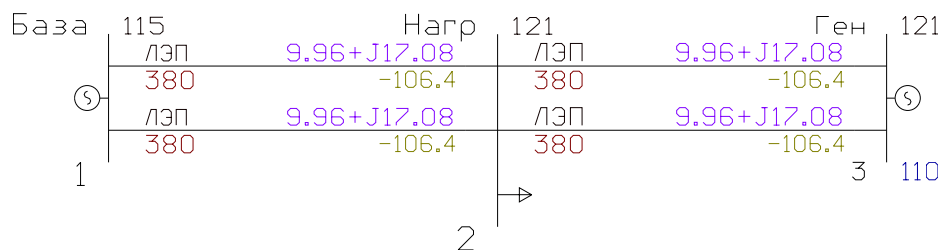


Рис. 3. Результат расчета после утяжеления схемы «Б–Н–Г»

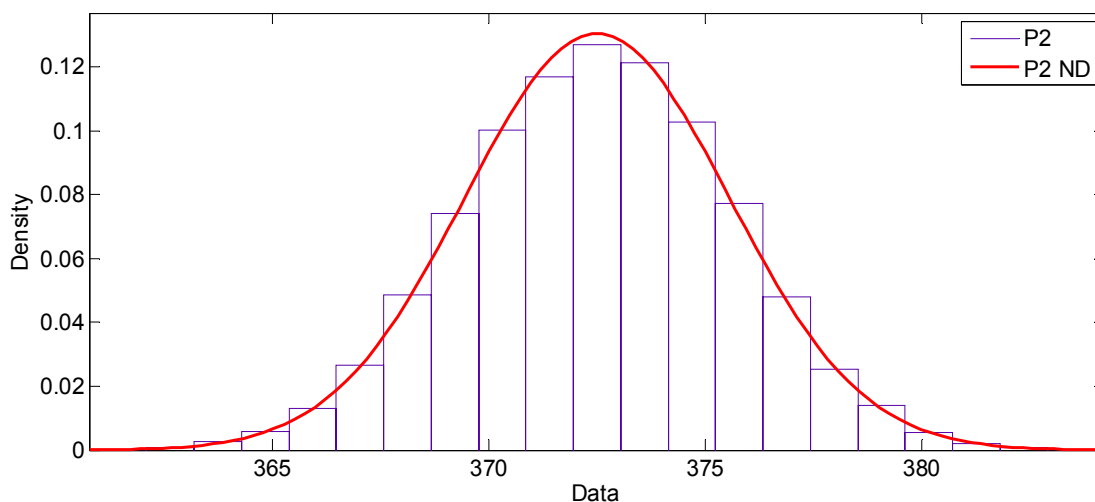


Рис. 4. Активная нагрузка в узле

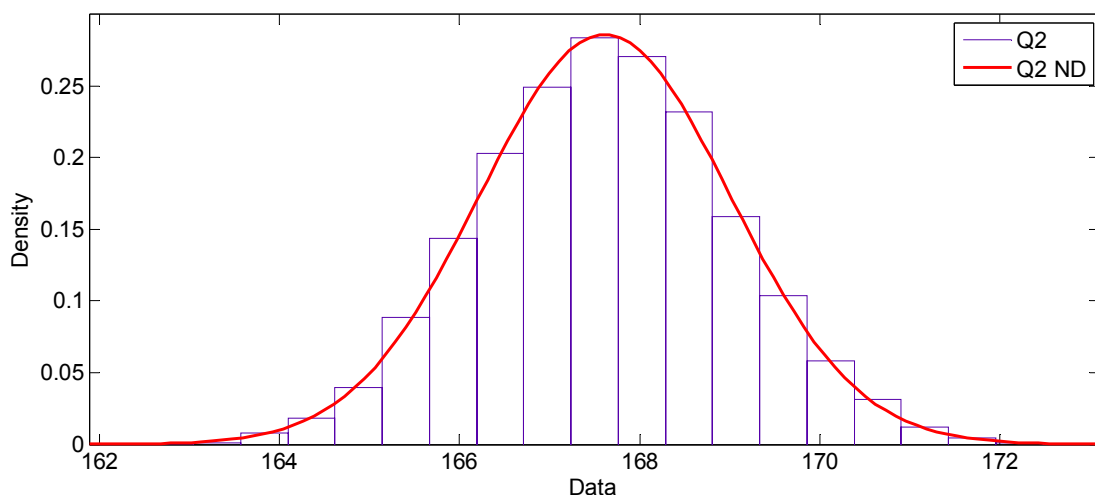


Рис. 5. Реактивная нагрузка в узле

Арланского района энергосистемы Республики Башкортостан. Расчётная модель составлена на основе данных СиПР [8].

Для каждой из предложенных схем проводится расчет 10 000 установившихся режимов при изменении исходных параметров сети в 5%-ном интервале значений. На рис. 4 и 5 приведены заданные распределения активной и реактивной мощностей нагрузок для узла 2 двухузловой схемы «база – нагрузка». Распределения сопротивлений для одной из двух линий двухузловой сети имеют аналогичный вид.

После проведения одной серии расчетов делается вывод о том, в каком процентном диапазоне изменялись перетоки мощности по ветвям исследуемой сети и определяются законы распределения величин этих перетоков.

Результаты

Были получены результаты перетоков активной и реактивной мощности линии для каждого успешно рассчитанного режима (без нарушения статической устойчивости). По полученным зна-

чениям мощностей были построены их распределения и определены диапазоны изменения. Результаты перетоков для схемы «база – генератор» приведены на рис. 6 и 7.

Результаты реализации методики на двухузловой схеме «база – генератор» показали, что характер изменения предельного перетока активной мощности в начале линии при изменении сопротивления линий имеет нормальный закон распределения.

Характер изменения предельного перетока реактивной мощности в начале линии при изменении исходных значений активного и реактивного сопротивлений имеет полунормальный закон распределения. В двухузловой схеме «база – генератор» для поддержания напряжения в узле генерации изменяется реактивная мощность. Так как нерасчетные режимы были отброшены, изменение предельного перетока реактивной мощности выглядит как нормальное распределение, срезанное по одну сторону от значения с максимальной вероятностью.

Коэффициенты запаса активной мощности по статической устойчивости по параметрам начала и конца линии составили 7,90 и 2,02 % соответственно.

Результаты реализации методики на двухузловой схеме «база – нагрузка» показали, что характер изменения предельного перетока как активной, так и реактивной мощности в начале линии при изменении сопротивления линий, при изменении активной и реактивной мощности нагрузки или при их сочетании имеет нормальный закон распределения. Характер изменения напряжения в узле нагрузки 2 при изменении рассматриваемых исходных параметров также имеет нормальный закон распределения.

По аналогии с представленными ранее расчетами определяются коэффициенты запаса активной мощности по статической устойчивости по параметрам начала и конца линии для каждого значения интервала изменения исходных параметров сети. Результаты представлены в таблице и на рис. 8.

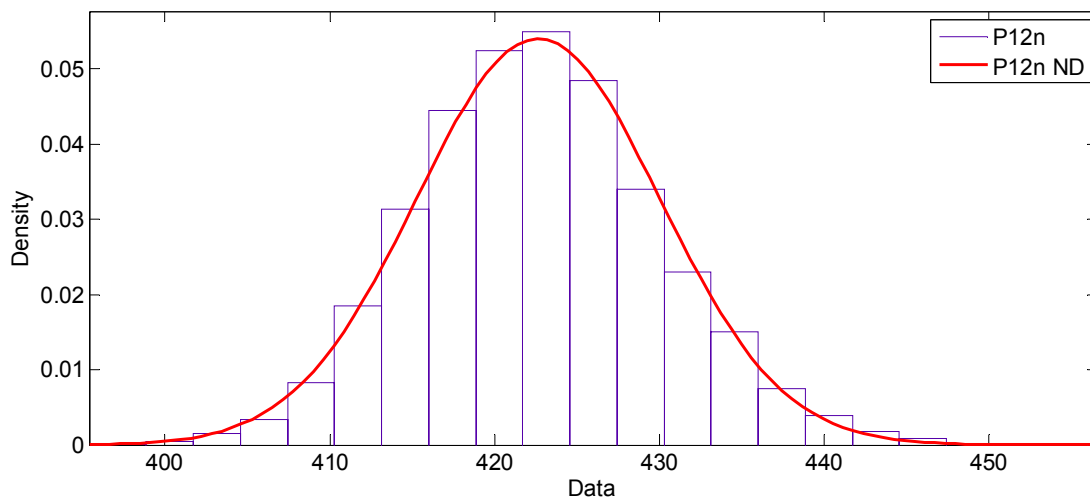


Рис. 6. Переток активной мощности в начале линии в схеме «Б–Г»

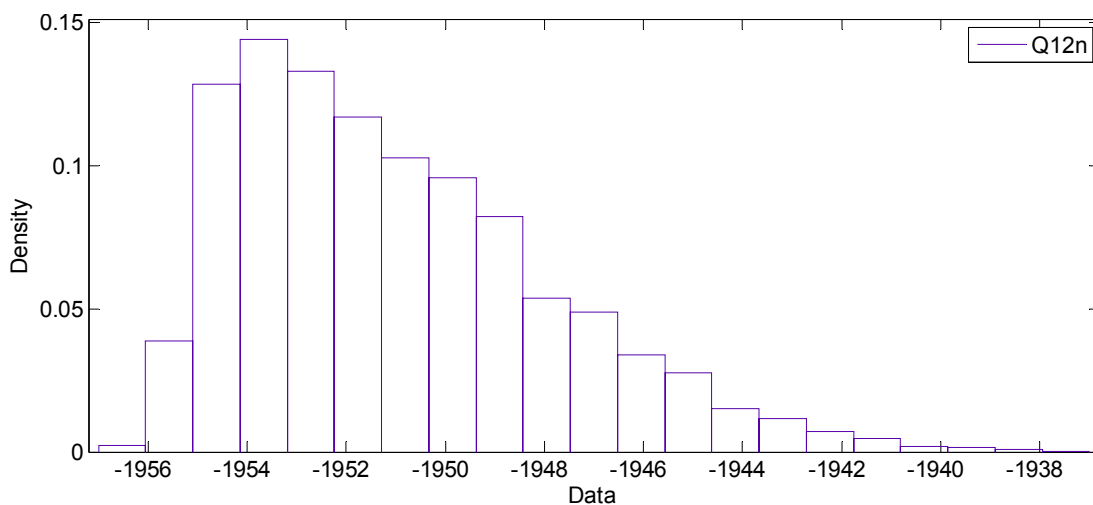


Рис. 7. Переток реактивной мощности в начале линии в схеме «Б–Г»

Как видно из рис. 8, коэффициенты запаса активной мощности по статической устойчивости по параметрам начала и конца линии увеличиваются с увеличением интервала изменения исходных параметров сети по линейной зависимости.

Результаты реализации методики на трехузловой схеме «база – нагрузка – генератор» показали, что характер изменения предельного перетока активной и реактивной мощности по линиям и напряжения в узле нагрузки 2 при изменении параметров исходного режима имеет закон распределения, отличный от нормального. Фактически

эти параметры имели бы нормальный закон распределения при расчете нормальных режимов. Но в силу того, что часть нерасчетных режимов была отброшена, законы распределения приняли иной вид. Были получены качественно аналогичные двухузловой схеме «Б–Н» результаты зависимости значений коэффициента запаса от величины изменения исходных параметров.

Результаты реализации методики на примере модели Редькино-Арланского района энергосистемы Республики Башкортостан показали, что характер изменения предельных перетоков активной

Зависимость значений коэффициента запаса от величины интервала изменения исходных параметров сети

Разброс исходных параметров, %	СКО, МВт	$P_{\text{пред}}^{\text{успех}}$ нагрузки, МВт	$P_{\text{пред}}^{\text{успех}}$ в начале линии, МВт	$k_{\text{зап}}^{\text{H}}$, %	$k_{\text{зап}}^{\text{K}}$, %
5	2,440	360,30	500,32	12,69	3,28
10	4,897	352,91	477,47	16,68	5,26
15	7,337	343,15	452,18	21,09	7,89
20	9,922	332,81	428,84	25,16	10,65
25	12,261	323,46	409,67	28,51	13,16

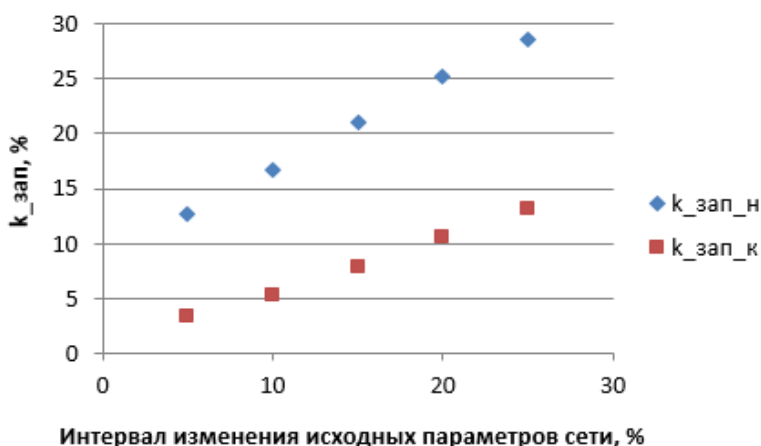


Рис. 8. Зависимость значений коэффициентов запаса от величины интервала изменения исходных параметров сети

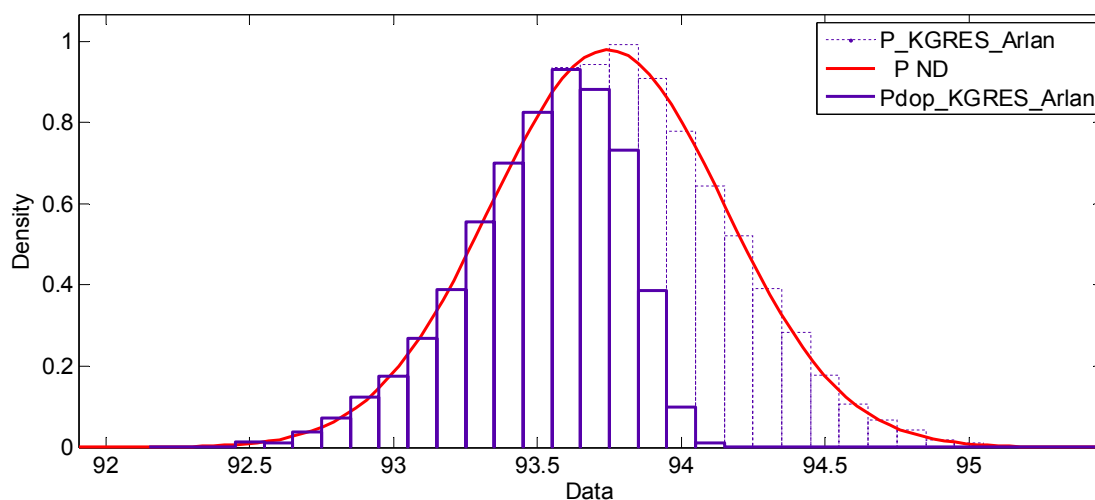


Рис. 9. Предельный по токовой загрузке переток активной мощности по ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан

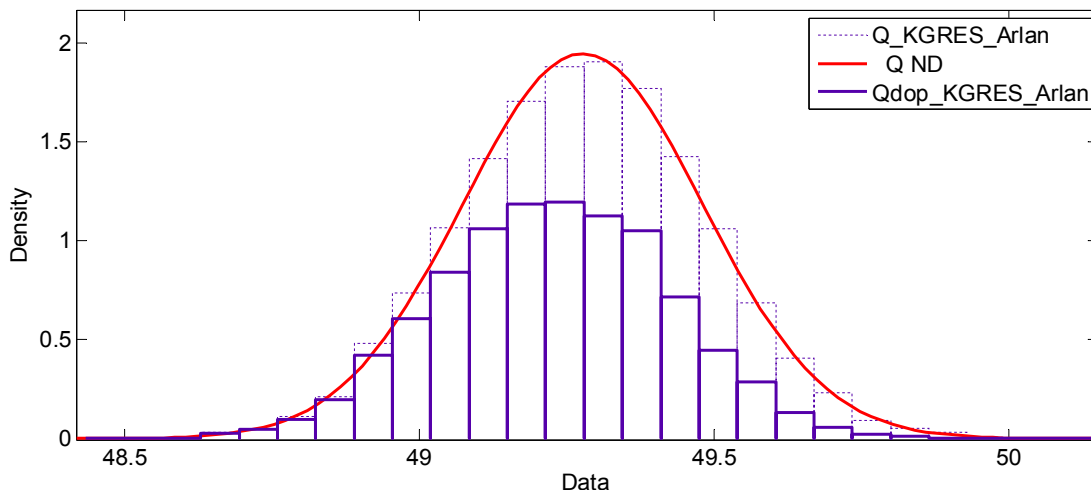


Рис. 10. Предельный по токовой нагрузке переток реактивной мощности по ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан

и реактивной мощностей по линиям при изменении исходных параметров энергосистемы имеет нормальный закон распределения. Были получены результаты перетоков активной и реактивной мощности линий 110 кВ, отходящих от Кармановской ГРЭС, и результаты величин напряжений в узлах сети по концам этих линий. При построении законов распределения перетоков мощности и напряжений на рисунках отдельно выделены результаты, оставшиеся после отбрасывания этих режимов. На рис. 9 и 10 представлены результаты перетоков для ВЛ 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан.

Заключение

В работе была проанализирована чувствительность перетоков мощности к изменению величин мощностей в узлах нагрузки и параметров сопротивлений сети. Методика исследования заключалась в проведении серий расчетов установившихся режимов при изменении мощностей в узлах нагрузки и параметров сопротивлений сети по заданному закону распределения. По результатам каждой серии расчетов были определены величины перетоков мощности по линиям рассматриваемой энергосистемы и напряжения в нагрузочных узлах сети, диапазоны их возможных значений и законы распределения с выводами о характере изменения параметров сети в указанных условиях. Кроме того, были оценены коэффициенты запаса в предельных режимах.

Были проведены серии расчетов режимов для различных схем сети:

- двухузловая схема «база – генератор»;
- двухузловая схема «база – нагрузка»;
- трехузловая схема «база – нагрузка – генератор»;
- модель Редькино-Арланского района энергосистемы Республики Башкортостан.

Результаты расчетов показали, что на пере-

численных схемах при изменении исходных параметров сети в заданном (5 и 10 %) диапазоне значений по нормальному закону распределения расчетные перетоки активной мощности по ветвям сети колеблются в диапазоне значений 0,72–22,7 %, а напряжения в узлах сети колеблются в диапазоне значений 0,002–24,19 %. Диапазон разброса зависит от схемы сети, её параметров и вида установленного режима (нормальный, предельный). Стоит отметить, что в нормальных режимах распределение указанных расчетных параметров внутри полученных интервалов их значений может быть представлено нормальным законом распределения.

Распределения расчетных параметров, отличные от нормального закона, были получены в предельных режимах при расчете следующих схем:

- «база – генератор» (полунонормальный закон распределения изменения предельного перетока реактивной мощности);
- «база – нагрузка – генератор» (закон распределения изменения предельного перетока активной и реактивной мощности по линиям, а также напряжения в узле нагрузки);
- модель Редькино-Арланского района энергосистемы Республики Башкортостан (полунонормальный закон распределения при отбрасывании режимов с превышением длительно допустимой токовой загрузки по линии 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан).

Законы распределения указанных параметров в перечисленных расчетных ситуациях отличаются от нормального в силу того, что часть нерасчетных режимов была отброшена. В том случае, когда в серии каждый из 10 000 установившихся режимов является расчетным, распределение указанных параметров внутри полученных интервалов их значений представляется нормальным законом распределения.

Результаты численного моделирования на примере модели Редькино-Арланского района энергосистемы Республики Башкортостан показали, что характер изменения перетоков активной и реактивной мощностей по линиям, а также напряжения в узлах сети имеют нормальный закон распределения при расчете нормальных установившихся режимов.

Был выявлен предельный режим работы сети, который характеризуется максимально допустимой токовой нагрузкой линии 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан. В серии из 10 000 расчетных ситуаций все установившиеся предельные режимы (по токовой нагрузке линии 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан) являются расчетными. Распределения указанных расчетных параметров внутри полученных интервалов их значений представляются нормальным законом распределения. Но в 3783 из 10 000 режимов наблюдалось превышение максимально допустимой токовой нагрузки линии. После отбрасывания этих режимов распределение указанных расчетных параметров внутри полученных интервалов их значений представляется законом распределения, отличным от нормального.

При 5%-ном отклонении исходных значений активного и реактивного сопротивления линий и значений активной и реактивной мощностей в узлах нагрузки в предельном режиме 99,7 % расчетных значений перетока активной мощности по линии 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан находится в интервале 1,30 % относительно его математического ожидания. При этом полный разброс величины перетока активной мощности составил 3,41 %. Без учета режимов с превышением длительно допустимой токовой нагрузки по линии 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан в указанных выше исходных условиях полный разброс величины предельного перетока активной мощности по этой линии составил 2,14 %.

Аналогично 99,7 % расчетных значений перетока реактивной мощности по линии 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан находится в интервале 1,25 % относительно его математического ожидания. При этом полный разброс величины перетока реактивной мощности составил 3,43 %. Без учета режимов с превышением длительно допустимой токовой нагрузки по линии 110 кВ Кармановская ГРЭС – Арлан при указанных выше исходных условиях полный разброс величины предельного перетока реактивной мощности по этой линии составил 3,03 %.

При 5%-ном отклонении исходных значений активного и реактивного сопротивления линий и значений активной и реактивной мощностей в узлах нагрузки 99,7% расчетных значений напряжения в рассмотренных узлах сети находятся в интервале около 0,14 %.

Коэффициенты запаса активной мощности по параметрам начала и конца линии составили 1,36 и 1,31 % соответственно. Следовательно, существующих коэффициентов запаса устойчивости по активной мощности (20 % в нормальном режиме и 8 % в послеаварийном режиме) достаточно для поддержания параметров режима в допустимых пределах.

Литература

1. Бердин, А.С. Влияние погрешности измерений РМУ при определении параметров схемы замещения ЛЭП / А.С. Бердин, П.Ю. Коваленко, Е.А. Плесняев // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – СПб., 2012. – № 66.
2. Идельчик, В.И. Ошибки задания параметров схем замещения при расчетах режимов электрических систем / В.И. Идельчик, А.С. Новиков, С.И. Паламарчук // *Статистическая обработка оперативной информации в электроэнергетических системах: сб.* – Иркутск, 1979. – С. 145–152.
3. Хохлов, М.В. Погрешность определения параметров схемы замещения ЛЭП по синхронизированным векторным измерениям / М.В. Хохлов // *Научные труды IV международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2013»: в 2 т.* – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т. 2.
4. Kolmogorov A.N. Sur la loi forte des grands nombres / A.N. Kolmogorov // *C. R. Acad. Sci. Paris.* – 1930. – Vol. 191. – P. 910–912.
5. Rouaud, M. *Probability, Statistics and Estimation* / M. Rouaud. – 2013. – 191 p.
6. Методы определения параметров схемы замещения для задач управления электрическими режимами / А.С. Бердин, П.А. Крючков, А.А. Суворов, С.Н. Шелюг // *Проблемы развития и функционирования электроэнергетических систем: сб. тр.* – Екатеринбург: УГТУ, 2000. – С. 25–31.
7. Методические указания по устойчивости энергосистем, утв. Приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003. – 14 с.
8. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Республики Башкортостан на период 2017–2021 годы.

Кожихова Ольга Алексеевна, инженер 2 категории группы АСКУЭ СОУППЭ, Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, г. Екатеринбург; jkmuf812@mail.ru.

Ковалева Анастасия Андреевна, студент, кафедра «Автоматизированные электрические системы», Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; a.kovalenik@yandex.ru.

Тавлинцев Александр Сергеевич, старший преподаватель, кафедра «Автоматизированные электрические системы», Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; winddaes@gmail.com; ORCID ID: 0000-0003-0592-845X.

Поступила в редакцию 23 июня 2019 г.

DOI: 10.14529/power190305

QUANTIFYING THE PROBABILISTIC DISTRIBUTION OF POWER FLOWS

O.A. Kozhikhova¹, jkmuf812@mail.ru,

A.A. Kovaleva², a.kovalenik@yandex.ru,

A.S. Tavlintsev², winddaes@gmail.com, ORCID ID: 0000-0003-0592-845X

¹ Branch of PJSC “FGC UES” – Trunk Electric Networks of Ural, Ekaterinburg, Russian Federation,

² Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russian Federation

Background. Active power flow capacities are used to monitor the compliance with power system stability requirements while configuring and running the system. The grid is modeled mathematically for such design. The projected daily load curve and its associated magnitudes are calculated per rules, i.e. set specifically for specific time intervals. However, actual loads are not constant and can generally be represented by an interval that contains the actual values. Grid parameters are also seasonal, as they are affected by accidents, weather, etc. In other words, a grid model uses a number of assumptions. This paper proposes Monte-Carlo simulation to simulate the parameters of a power system as affected by changing the initial loads at grid nodes as well as the line resistance values per Gaussian distribution. The method can find how these values affect power flows in grid branches as well as determine the margin of static stability.

Materials and methods: Monte Carlo Method (method of statistical testing).

Results. This methodology has been applied to a base-generator/base-load two-node system as well as to a base-load-generator three-node system; besides, it has been applied to the model of Radkino-Arlansky District, Republic of Bashkortostan’s power system. For these models, the team calculated the active and reactive power flows for each successfully computed operating mode that would not compromise static stability. The obtained values were used to plot distributions and to find the range of their variation. Then the static stability factors were calculated and their dependences on the interval length of initial grid parameters changing were constructed.

Conclusions. Changing the range of power flows in the branches of the analyzed grid helped researchers find which of them had the greatest fluctuation range and which nodes would affect the flows the most if altered in capacity. Thus, the capacities of these nodes are subject to more accurate adjustment.

Keywords: power system, Monte Carlo method, steady state, marginal state, static stability.

References

1. Berdin A.S., Kovalenko P.Ju., Plesnjaev E.A. [Impact of PMU Measurement Error in Determining Parameters of Power Transmission Line Equivalent Circuit]. *Izvestiya NTTS Edinoy Energeticheskoy Sistemy* [News of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System]. St. Petersburg, 2012, vol. 66. (in Russ.)

2. Idel'chik V.I., Novikov A.S., Palamarchuk S.I. [Setting Parameters Errors of Equivalent Circuits when Calculating of Power Systems Modes]. *Statisticheskaya obrabotka operativnoy informatsii v elektroenergeticheskikh sistemakh* [Statistical Processing of Operational Information in Electric Power Systems]. Irkutsk, 1979, pp 145–152. (in Russ.)

3. Hokhlov M.V. *Pogreshnost' opredelenija parametrov shemy zameshhenija LJeP po sinhronizirovannym vektornym izmerenijam* [PTL Equivalent-Circuit Parametrization Error when Performed by Synchronized Vector Measurement]. Novocherkassk, 2013.
4. Kolmogorov A.N. Sur la loi forte des grands nombres. *C.R. Acad. Sci. Paris*, 1930, vol. 191, pp. 910–912.
5. Rouaud M. *Probability, Statistics and Estimation*, 2013. 191 p.
6. Berdin A.S., Kryuchkov P.A., Suvorov A.A., Shelyug S.N. [Parameters Identification Methods of Equivalent Circuit for Power Systems Control Problems]. *Problemy razvitiya i funkcionirovaniya elektroenergeticheskikh sistem* [Development and Operation Problems of Electric Power Systems]. Ekaterinburg, UGTU, 2000, pp 25–31. (in Russ.)
7. *Metodicheskiye ukazaniya po ustoychivosti energosistem, utv. Prikazom Minenergo Rossii N 277 ot 30.06.2003*. [Instructional Guidelines for Power system Stability, Approved by the RF Ministry of Energy Order N 277 from 30.06.2003]. 14 p.
8. *Skhema i programma perspektivnogo razvitiya elektroenergetiki Respubliki Bashkortostan na period 2017–2021 gody* [Scheme and Future Development Program of Power Industry in the Republic of Bashkortostan for 2017-2021].

Received 23 June 2019

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Кожихова, О.А. Численная оценка вероятностного распределения перетоков мощности / О.А. Кожихова, А.А. Ковалева, А.С. Тавлинцев // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 42–50. DOI: 10.14529/power190305

FOR CITATION

Kozhikhova O.A., Kovaleva A.A., Tavlintsev A.S. Quantifying the Probabilistic Distribution of Power Flows. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 42–50. (in Russ.) DOI: 10.14529/power190305
