

05.14.02 Электрические станции и электроэнергетические системы

УДК 621.311.001.57

DOI 10.37493/2307-907X.2021.4.1

Хуссейн Аммар Тали, Зеленский Евгений Геннадьевич,  
Кононов Юрий Григорьевич

## АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТОВ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ИРАКА НАПРЯЖЕНИЕМ 132–400 КВ

*Относительные потери электроэнергии в электрических сетях Ирака превышают 50 %, что требует расчетов и анализа потерь в сетях разных классов напряжений. В статье приводится подробное описание разработанной программы моделирования текущих режимов сетей 132–400 кВ по данным SCADA Национального диспетчерского центра Ирака. Из-за отсутствия достаточного количества измерений вместо классической процедуры оценивания состояния в программе реализована методика, основанная на итерационном уточнении нагрузок узлов для достижения заданной генерации в балансирующем узле. Приводятся численные результаты расчетов суточных потерь энергии за неделю весеннего периода 2019 года и их сопоставление с аналогичными результатами 2021 года, показывающие, что за два года относительные потери увеличились с 2,13 % до 2,44 % при увеличении отпуска энергии в сеть на 9 %.*

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система Ирака, потери энергии, SCADA, автоматизация расчетов, моделирование текущих режимов.

### Ammar Hussein, Evgenii Zelenskii, Yuri Kononov AUTOMATION OF CALCULATION OF ENERGY LOSSES IN 132–400 KV ELECTRIC NETWORKS OF IRAQ

*The losses of electricity in the electric grids of Iraq exceed 50%, which requires calculations and analysis of losses in grids of different voltage classes. The article provides a detailed description of the developed program for modeling the current modes of 132–400 kV networks according to SCADA data of the Iraqi National Dispatch Center. Due to the lack of a sufficient number of measurements, instead of the classical procedure for assessing the state, the program implements a technique based on iterative refinement of node loads to achieve a given generation in the balancing node. The numerical results of calculations of daily energy losses for the week of the spring period of 2019 and their comparison with similar results in 2021 are presented, showing that over two years the relative losses increased from 2,13 % to 2,44 % with an increase in the supply of energy to the grid by 9 %.*

**Key words:** Iraqi electric power system, energy losses, SCADA, automation of calculations, simulation of power flow.

**Введение / Introduction.** Электроэнергетическая система (ЭЭС) Ирака объединяет десятки относительно крупных электростанций и множество потребителей при помощи электрических сетей напряжением 400/32/33/11/0,4 кВ. Величина отчетных потерь электроэнергии в электрических сетях Ирака превышает 50 % [1, 2]. Одной из причин столь высокого уровня потерь энергии является отсутствие целенаправленной работы по разработке мероприятий по снижению потерь. Для эффективного снижения потерь энергии необходимо знать их структуру как в разрезе номинальных напряжений, так и по видам потерь [3, 4]. Особенностью режимов ЭЭС Ирака является дефицит топлива на тепловых электростанциях, работающих на газе и мазуте, что приводит к необходимости периодического отключения потребителей [5].

В доступной авторам литературе отсутствует информация о результатах исследований потерь энергии в электрических сетях Ирака напряжением 132–400 кВ. В связи с этим авторами настоящей работы была поставлена задача исследования структуры потерь энергии в электрических сетях Ирака данного класса напряжений в различные периоды времени, включая режимы наибольшей и наименьшей нагрузки. Учитывая возможность оперативного доступа (с периодичностью около 73 секунд) к оперативно-информационному комплексу (на англ. SCADA) Национального диспетчерского центра ЭЭС Ирака [6, 7], в качестве базового для расчетов потерь энергии был выбран метод оперативного расчета [8], также называемый методом расчета по графикам нагрузки, или методом графического интегрирования.

В качестве базовой схемы при расчетах использовалась схема замещения электрической сети Ирака напряжением 132–400 кВ, подготовленная на основе однолинейной схемы этих сетей в программном комплексе (ПК) RersPC [9]. Для автоматизации расчетов потерь мощности и энергии требуется разработка специальной программы для ЭВМ, позволяющей корректировать нагрузки и генерации узлов по оперативным данным SCADA. Из-за ограниченности данных в SCADA, в которой достаточно детально (вплоть до отдельного генератора) измеряются активные генерации, а нагрузки измеряются укрупненно по отдельным районам сети, применение классических программ оценивания состояния [10] не представляется возможным. Одной из важнейших задач при разработке специализированной программы является обеспечение балансировки режима, необходимой из-за приближенного характера нагрузок районов в SCADA.

В статье приводится подробное описание алгоритма разработанной программы моделирования режимов сетей Ирака напряжением 132–400 кВ по данным SCADA.

При помощи разработанной программы по данным SCADA были рассчитаны потери мощности и энергии для отдельных интервалов времени 2019 и 2021 годов и выполнен их анализ.

*Материалы и методы / Materials and methods.* SCADA Национального диспетчерского центра Ирака (НДЦИ) [7] с периодичностью около 73 с предоставляет доступ к следующей информации:

- активным генерациям электростанций (включая генерацию каждого энергоблока) и перетокам активной мощности по линиям с ЭЭС соседних стран (рисунок 1);
- нагрузкам 15 районов Ирака (Багдад, Мосул, Киркук, Салах ад-Дин, Анбар, Дияла, Вавилон, Наджаф, Дивания, Кут, Самава, Насирия, Басра), суммарным потерям в сети (рисунок 2);
- суммарной активной мощности нагрузки, отдаваемой из сети, и суммарной активной мощности, поступающей в ЭЭС Ирака, частоте напряжения;
- давлениям газа на крупных тепловых электростанциях;
- температуре воздуха в отдельных районах Ирака.

Для автоматизации доступа к информации, отображаемой на сайте НДЦИ, была разработана программа SCADAParser.exe, позволяющая сохранять информацию из SCADA в текстовые файлы, содержащие время измерений, идентификаторы измерений и непосредственные значения измерений.

С учетом отсутствия у авторов статьи информации об алгоритмах вычисления нагрузок районов сети и потерь мощности был выполнен расчет коэффициента корреляции между потерями мощности и разностью суммарной генерации и суммарной нагрузки районов сети. Данный анализ показал, что коэффициент корреляции между потерями мощности и разностью суммарной генерации и суммарной нагрузки районов сети равен 1, что позволяет сделать вывод о том, что потери мощности определяются в SCADA балансовым методом.

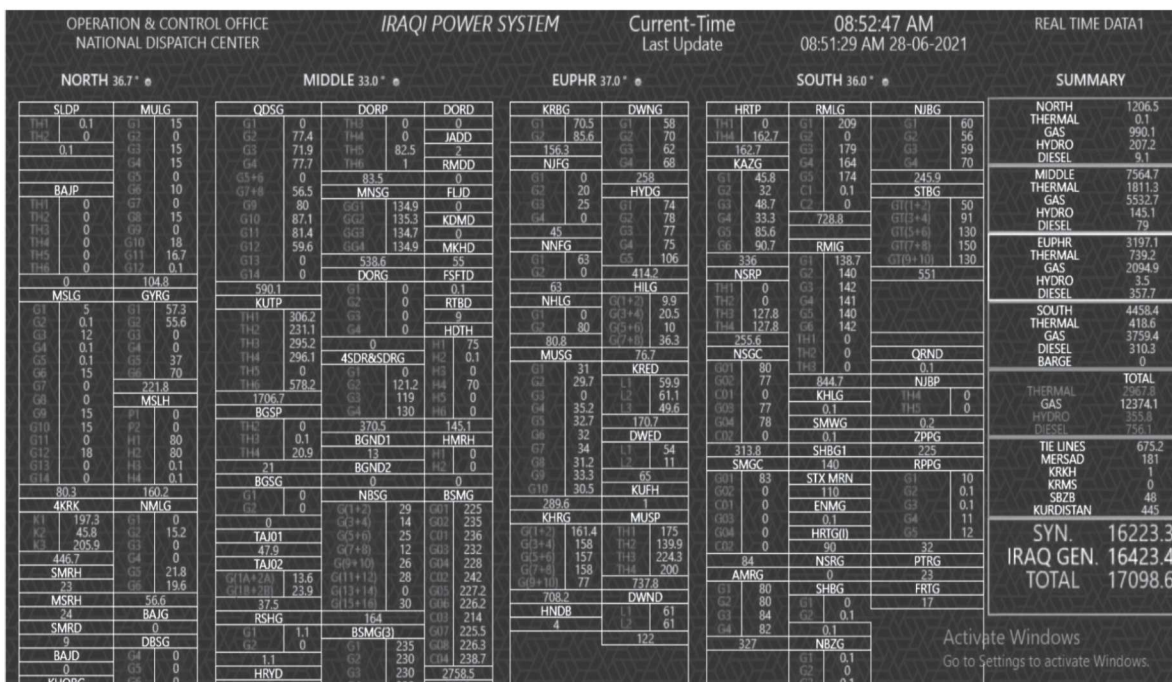


Рис. 1. Скрин-шот страницы сайта НДЦИ с информацией по генерации активной мощности в сети

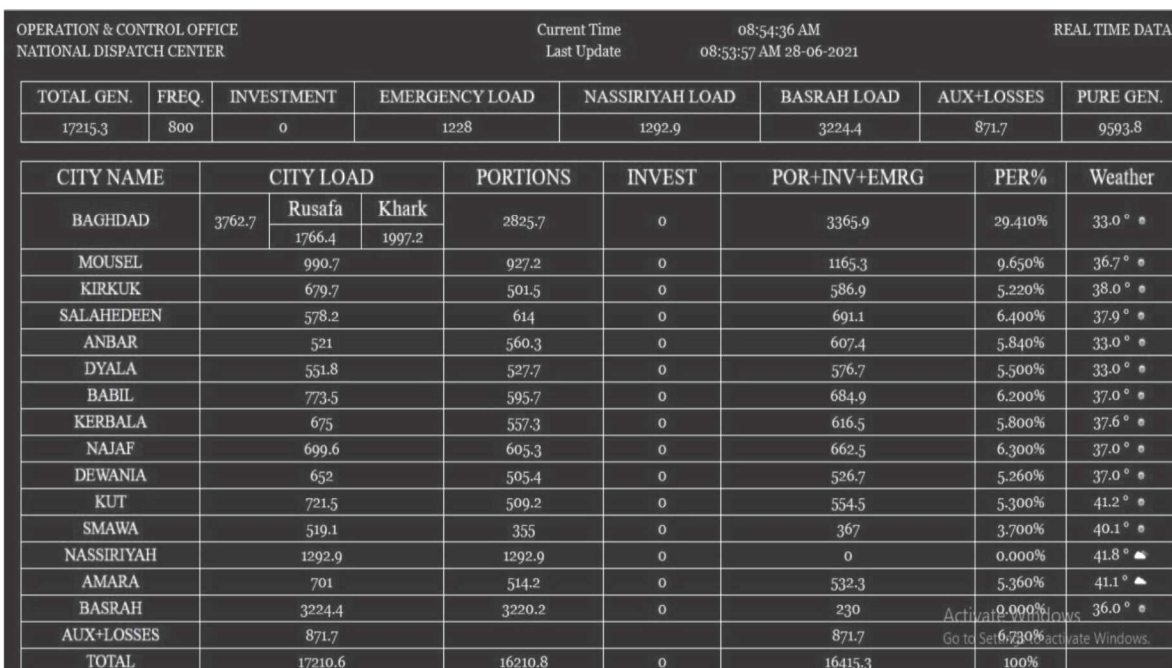


Рис. 2. Скрин-шот страницы сайта НДЦИ с информацией по нагрузкам районов сети

Дополнительной проблемой при разработке алгоритма моделирования режимов по данным SCADA являлась неопределенность методики определения нагрузок районов сети. Анализ взаимосвязи между величиной суммарных потерь мощности и величиной суммарного отпуска мощности в сеть показал, что коэффициент корреляции значительно меньше 0,5. Кроме того, относительная величина потерь мощности по отношению к отпуску мощности в электрическую

сеть изменяется в пределах от 3 % до 6,5 %, что значительно больше аналогичной величины, рассчитанной по базовой схеме замещения сети 132–400 кВ и равной 2,2 %. Это позволило сделать вывод о том, что нагрузка районов сети в SCADA определяется на шинах более низкого напряжения, чем шины низшего напряжения подстанций 132–400 кВ, и является приближенной. На основании этого в качестве наиболее достоверной информации была принята информация о генерации активной мощности энергоблоками электростанций. А информация о нагрузках районов использовалась для определения коэффициентов распределения нагрузки между нагрузками районов сети.

Учитывая, что наиболее распространенной программой для моделирования режимов электрических сетей является ПК RastrWin [11], расчетный модуль данной программы был использован для моделирования режимов электрических сетей Ирака напряжением 132–400 кВ. Базовая расчетная схема была создана на основе однолинейной схемы сетей 132–400 кВ в ПК RersPC [9]. Выбор последнего объясняется его графическими возможностями по созданию многоуровневых схем, максимально приближенных к исходным однолинейным схемам.

Общая схема взаимодействия SCADA ЭЭС Ирака [6, 7], ПК RersPC, ПК RastrWin и разрабатываемого модуля моделирования режимов электрических сетей Ирака напряжением 132–400 кВ приведена на рисунке 3.



Рис. 3. Схема взаимодействия программных комплексов RersPC, RastrWin при моделировании текущих режимов по данным SCADA HDZ

Измерения из SCADA НДЦИ при помощи специально разработанной программы SCADAParser.exe периодически сохраняются в два текстовых файла с информацией о нагрузках и генерациях. В ПК RersPC [9] подготавливается базовая расчетная схема сети 132–400 кВ, в которой в названиях узлов указываются уникальные целочисленные идентификаторы измерений в SCADA НДЦИ. Это позволяет в дальнейшем идентифицировать район сети, в который входит нагрузочный узел, или установить связь с измерением генерации электростанции или ее блока. Базовая расчетная схема, подготовленная при помощи ПК RersPC, сохраняется в двоичном файле формата «rg2», поддерживаемом ПК RastrWin. Таким образом, на вход модуля моделирования текущих режимов по данным SCADA НДЦИ поступают 3 файла: файл с информацией о нагрузках, файл с информацией о генерациях и файл с информацией о базовой расчетной схеме сети.

Алгоритм работы модуля моделирования текущих режимов по данным SCADA НДЦИ включает в себя определенные этапы.

1. Выполняется загрузка в оперативную память файла нагрузок.
2. Выполняется загрузка в оперативную память файла генераций.
3. По меткам времени осуществляется формирование ступеней графиков измерений.
4. Исключаются ступени графика, для которых, по тем или иным причинам, отсутствует часть измерений (т. е. отсутствуют для заданной метки времени информация в файле нагрузок или в файле генераций).
5. Из файла с расширением «\*.rg2» загружается базовая расчетная схема сети.
6. Из имени каждого узла базовой расчетной схемы извлекаются уникальные идентификаторы измерений, представляющие собой целые числа. Таким образом, каждый узел оказывается связанным с некоторым множеством уникальных идентификаторов.
7. Выполняется группировка узлов по типам этих множеств. Выделяются группы узлов следующих 4 типов:
  - а) группа узлов, в именах которых не встречаются уникальные идентификаторы. Назовем эту группу «постоянная группа». Группа этого типа всего одна. Здесь находятся узлы, мощности нагрузок и генераций в которых на каждой ступени графика не меняются, а определяются первоначальными данными, введенными в ПК «RersPC» и сохраненными в базовой расчетной схеме сети. Мощности нагрузок  $P_n$ ,  $Q_n$  и генераций  $P_g$ ,  $Q_g$  в каждом  $i$ -м узле «постоянной группы» в момент времени  $T$  определяются по следующим выражениям:

$$Pn_i^T = const = Pn_i^{rg^2} \quad (1)$$

$$Qn_i^T = const = Qn_i^{rg^2} \quad (2)$$

$$Pg_i^T = const = Pg_i^{rg^2} \quad (3)$$

$$Qg_i^T = const = Qg_i^{rg^2} \quad (4)$$

- б) узлы, в имени которых указан всего один уникальный идентификатор ID, который не встречается среди других узлов с одним указанным идентификатором. Эту группу назовем «простая группа». Простая группа всегда состоит из одного узла. Для нагрузочных узлов, входящих в такую группу, мощности нагрузок  $P_n$ ,  $Q_n$  и генераций  $P_g$ ,  $Q_g$  в каждом  $i$ -м узле в момент времени  $T$  определяются по следующим выражениям:

$$Pn_i^T = M_{ID}^T, \quad (5)$$

$$Qn_i^T = M_{ID}^T \cdot \cos\phi_{ID}, \quad (6)$$

$$Pg_i^T = const = Pg_i^{rg^2}, \quad (7)$$

$$Qg_i^T = const = Qg_i^{rg^2}, \quad (8)$$

где  $M_{ID}^T$  – значение параметра с идентификатором ID из SCADA НДЦИ в момент времени  $T$ ;  $\cos\phi_{ID}$  – значение коэффициента мощности для измерения с идентификатором ID, задаваемое в настройках программы (по умолчанию 0,9).

Для опорных узлов, входящих в такую группу, мощности нагрузок  $Pn$ ,  $Qn$  и генераций  $Pg$ ,  $Qg$  в каждом  $i$ -м узле в момент времени  $T$  определяются по следующим выражениям:

$$Pn_i^T = const = Pn_i^{rg2}, \quad (9)$$

$$Qn_i^T = const = Qn_i^{rg2}, \quad (10)$$

$$Pg_i^T = M_{ID}^T. \quad (11)$$

- в) группа узлов, в имени которых всего один уникальный идентификатор ID, одинаковый для всех узлов, входящих в эту группу. Такую группу назовем «распределенная группа». В этой группе количество узлов больше одного. Для каждого  $i$ -го узла этой группы вычисляется весовой коэффициент  $k_i$ , пропорциональный первоначально заданной мощности нагрузки:

$$k_i = \frac{Pn_i}{\sum_{i \in ID} Pn_i}.$$

Если сумма нагрузок равна нулю, весовой коэффициент определяется как 100 % (количество узлов в группе). В эту группу должны входить только нагрузочные узлы. Мощности нагрузок  $Pn$ ,  $Qn$  и генераций  $Pg$ ,  $Qg$  в каждом  $i$ -м узле в момент времени  $T$  определяются по следующим выражениям:

$$Pn_i^T = M_{ID}^T \cdot k_i, \quad (12)$$

$$Qn_i^T = M_{ID}^T \cdot k_i \cdot \cos \phi_{ID}, \quad (13)$$

$$Pg_i^T = const = Pg_i^{rg2}, \quad (14)$$

$$Qg_i^T = const = Qg_i^{rg2}, \quad (15)$$

- г) группа узлов, в имени которых два и больше уникальных идентификаторов ID1, ID2, ..., IDN. Такую группу назовем «интеграционная группа».

Для нагрузочных узлов, входящих в такую группу, мощности нагрузок  $Pn$ ,  $Qn$  и генераций  $Pg$ ,  $Qg$  в каждом  $i$ -м узле в момент времени  $T$  определяются по следующим выражениям:

$$Pn_i^T = \sum_{k=ID1}^{IDN} M_k^T, \quad (16)$$

$$Qn_i^T = \sum_{k=ID1}^{IDN} M_k^T \cdot \cos \phi_k, \quad (17)$$

$$Pg_i^T = const = Pg_i^{rg2}, \quad (18)$$

$$Qg_i^T = const = Qg_i^{rg2}, \quad (19)$$

где  $M_k^T$  – измерение параметра с идентификатором  $k$  из SCADA НДЦИ в момент времени  $T$ ;  $\cos \phi_k$  – значение коэффициента мощности для измерения с идентификатором  $k$ , задаваемое в настройках программы (по умолчанию 0,9).

Для опорных узлов, входящих в такую группу, мощности нагрузок  $Pn$ ,  $Qn$  и генераций  $Pg$ ,  $Qg$  в каждом  $i$ -м узле в момент времени  $T$  определяются по следующим выражениям:

$$Pn_i^T = const = Pn_i^{rg2} \quad (20)$$

$$Qn_i^T = const = Qn_i^{rg2} \quad (21)$$

$$Pg_i^T = \sum_{k=ID1}^{IDN} M_k^T \quad (22)$$

8. Программа дополнительно проверяет, чтобы один и тот же код не дублировался в нескольких группах, и чтобы каждый используемый код присутствовал в файле с измерениями. При нарушении этих условий выводится соответствующее предупреждение в протокол программы.
9. При отсутствии ошибок, начинается цикл по количеству сформированных ступеней графиков. В зависимости от типа узла и типа группы, для  $j$ -й ступени рассчитываются мощности нагрузок и генераций по выражениям (1)–(22).
10. Сформированная расчетная схема сети передается в ПК «RastrWin» [11], при помощи расчетного модуля которого выполняется моделирование текущего режима сети для  $j$ -й ступени графика. Алгоритм моделирования предусматривает итерационную корректировку нагрузок после каждого расчета режима с целью обеспечения отпуща активной мощности в сеть, соответствующей измерениям SCADA НДЦИ.
11. Результат моделирования режима для  $j$ -й ступени записывается в выходной текстовый файл формата CSV с целью возможности дальнейшей обработки средствами Excel. Записи подлежат следующие параметры:
  - суммарная активная и реактивная мощность нагрузки (с разбивкой по классам напряжения);
  - суммарная активная и реактивная мощность генерации (с разбивкой по классам напряжения);
  - суммарные нагрузочные потери активной и реактивной мощности в линиях электропередачи (ЛЭП) (с разбивкой по классам напряжения);
  - суммарные нагрузочные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах (с разбивкой по классам напряжения);
  - суммарные потери активной и реактивной мощности на корону в ЛЭП (с разбивкой по классам напряжения);
  - суммарные потери активной и реактивной мощности на холостой ход в трансформаторах (с разбивкой по классам напряжения);
  - суммарные потери активной и реактивной мощности в шунтах (с разбивкой по классам напряжения).

Разработка программного модуля моделирования текущих режимов сети 132–400 кВ по данным SCADA НДЦИ выполнена на языке программирования C++ в среде разработки Microsoft Visual Studio 2019 [12].

**Результаты и обсуждение / Results and discussion.** Расчетные исследования на базе разработанной программы моделирования текущих режимов по данным SCADA НДЦИ включал определенные этапы.

1. Формирование базовой расчетной схемы сетей 132–400 кВ Ирака в ПК RersPC.
2. Накопление информации о нагрузках районов и генерациях узлов из SCADA НДЦИ в текстовых файлах для заданных интервалов времени.
3. Выполнение расчетов по моделированию текущих режимов сети 132–400 кВ Ирака по данным SCADA, накопленным в текстовых файлах.
4. Обработка средствами Excel полученных результатов.

Сформированная базовая расчетная схема сети 132–400 кВ Ирака включала в себя 62 участка линий напряжением 400 кВ суммарной протяженностью 5 155 км и 567 участков линий напряжением 132 кВ общей протяженностью 13 134 км. Количество нагрузочных узлов составило: в сети 400 кВ – 690, в сети 132 кВ – 1 454.

Накопление информации о нагрузках районов и генерациях узлов из SCADA НДЦИ в текстовых файлах осуществлялось периодически в 2019 и 2021 годах. К сожалению, из-за различных проблем с доступом к вебсайту НДЦИ [6, 7] непрерывные измерения были записаны в текстовые

файлы для интервалов, не превышающих, как правило, 0,5–2 суток. Исключением явился интервал времени с 29 марта по 4 апреля 2019 года. Также удалось записать данные для аналогичного периода 2021 года.

Результаты моделирования текущих режимов в эти интервалы времени были сохранены в файлах формата csv, которые были обработаны в среде Excel с целью формирования графиков изменения отпусков активной мощности в сеть и определения структуры суточных потерь энергии.

Для примера, на рисунках 2а и 2в приведены графики изменения отпусков активной мощности в сеть 29.03.2019 и 29.03.2021 соответственно, а на рисунках 2б и 2г графики изменения суммарных потерь мощности за те же сутки. На приведенных графиках прослеживаются ночной провал и скачкообразное уменьшение отпусков в период с 12 до 13 часов, вызванное перерывом на обед. Суммарные потери мощности изменяются в интервале от 140 МВт до 248 МВт 29.03.2019 и от 205 МВт до 330 МВт 29.03.2021.

Результаты сравнения расчетов суточных потерь энергии в сети 132–400 кВ Ирака, по данным SCADA НДЦИ, за 7 дней с 29 марта по 4 апреля в 2019 и 2021 годах представлены в таблице.

На основе анализа полученных результатов следует, что относительная величина суммарных потерь энергии в сетях 132–400 кВ ЭЭС Ирака не превысила 2,4 % в 2019 году и 2,7 % в 2020 году при относительной величине недельных потерь энергии 2,13 % и 2,44 % соответственно. Потери в ЛЭП вносят наибольший вклад в суммарные потери энергии: 1,42 % в 2019 году и 1,77 % в 2021 году.

Уменьшение относительных суммарных потерь энергии в трансформаторах и автотрансформаторах в 2021 году по сравнению с 2019 годом с 0,7 % до 0,67 % можно объяснить снижением среднего уровня напряжения на обмотках трансформаторов из-за увеличения на 9% отпусков энергии в сеть. Из-за снижения напряжений относительные потери энергии в стали уменьшились с 0,48 % в 2019 году до 0,44 % в 2021 году при увеличении относительных нагрузочных потерь с 0,22 % до 0,23 %.

**Заключение / Conclusion.** В настоящей статье предложена методика автоматизации расчетов потерь энергии в электрических сетях Ирака напряжением 132–400 кВ, основанная на методе оперативных расчетов потерь энергии и данных, периодически поступающих от SCADA НДЦИ. Особенностью предложенной методики является использование базовой расчетной схемы, приближенных данных о нагрузках районов сети и достаточно точной информации о генерациях электростанций. Для балансировки каждого из текущих режимов выполняется итерационная процедура, в ходе которой корректируются нагрузки по результатам расчета суммарных потерь мощности на предыдущей итерации. Предложенная методика реализована в виде специализированной программы для ЭВМ, использующей расчетный модуль ПК RastrWin3.

Расчеты потерь мощности и энергии в электрических сетях Ирака напряжением 132–400 кВ на двух недельных интервалах времени, соответствующих периоду с 29 марта по 4 апреля соответственно 2019 года и 2021 года, позволили сделать следующие выводы:

- относительная величина суммарных потерь энергии в сетях ЭЭС Ирака напряжением 132–400 кВ не превысила 2,4 % в 2019 году и 2,7 % в 2020 году при относительной величине недельных потерь энергии 2,13 % и 2,44 % соответственно;
- наибольший вклад в суммарные потери энергии вносят потери в линиях электропередачи: 1,42 % и 1,77 % соответственно.
- относительные суммарные потери энергии в трансформаторах и автотрансформаторах в 2021 году по сравнению с 2019 годом снизились с 0,7 % до 0,67 %, при увеличении относительных нагрузочных потерь с 0,22 % до 0,23 % и снижении потерь энергии в стали с 0,48 % до 0,44 %.

Разработанная программа моделирования текущих режимов является универсальной и может быть использована для расчетов потерь энергии и оптимизации режимов любых ЭЭС по данным SCADA при ограниченном количестве измерений, не достаточном для применения программ оценивания состояния.



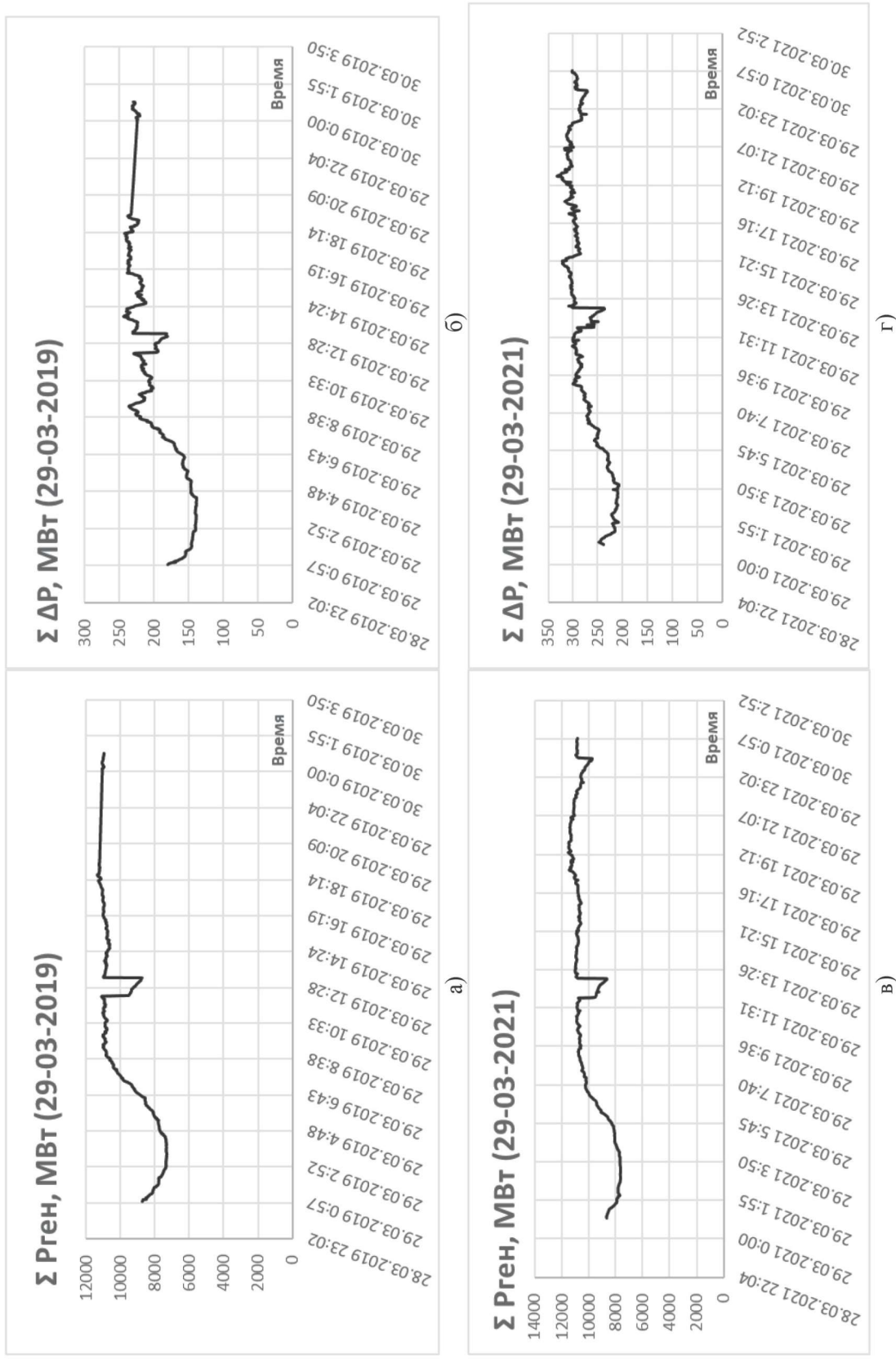


Рис. 4. Графики изменения суммарного отпуска активной мощности в сеть и суммарных потерь мощности 29 марта 2019 года и 29 марта 2021 года

Таблица  
 Результаты расчетов суточных потерь энергии по данным SCADA НДЦИ за 7 дней с 29 марта по 4 апреля в 2019 и 2021 годах

ДАТА	$\Sigma W_n$ , млн кВт.ч	$\Sigma W_o$ , млн кВт.ч	$\Sigma W_{\text{сум}}$ , млн кВт.ч	$\Sigma W_{\text{ДЭП}}$ , млн кВт.ч	$\Sigma W_{\text{нтр}}$ , млн кВт.ч	$\Sigma W_{\text{хтр}}$ , млн кВт.ч	$\Sigma W_{\text{сум}}$ , %	$\Sigma W_{\text{ДЭП}}$ , %	$\Sigma W_{\text{нтр}}$ , %	$\Sigma W_{\text{хтр}}$ , %
29.03.2019*	247,025	242,127	4,898	3,246	0,544	1,109	1,98	1,31	0,22	0,45
29-03-2021	248,657	241,990	6,666	4,987	0,567	1,111	2,68	2,01	0,23	0,45
30.03.2019*	230,485	226,147	4,337	2,715	0,506	1,117	1,88	1,18	0,22	0,48
30-03-2021	236,323	230,744	5,579	3,950	0,514	1,114	2,36	1,67	0,22	0,47
31.03.2019	230,079	225,449	4,630	3,008	0,505	1,116	2,01	1,31	0,22	0,49
31-03-2021	249,208	243,207	6,001	4,328	0,560	1,112	2,41	1,74	0,22	0,45
01.04.2019	202,479	198,124	4,355	2,823	0,408	1,124	2,15	1,39	0,20	0,55
01-04-2021	254,875	248,856	6,019	4,326	0,583	1,100	2,36	1,70	0,23	0,43
02.04.2019	233,434	231,936	5,268	3,627	0,519	1,123	2,26	1,55	0,22	0,48
02-04-2021*	259,579	253,451	6,128	4,415	0,603	1,108	2,36	1,70	0,23	0,43
03.04.2019	234,723	229,637	5,086	3,484	0,520	1,082	2,17	1,48	0,22	0,46
03-04-2021*	254,132	247,855	6,276	4,584	0,582	1,110	2,47	1,80	0,23	0,44
04.04.2019	229,318	224,707	5,603	3,998	0,491	1,114	2,44	1,74	0,21	0,49
04-04-2021	249,441	243,324	6,116	4,446	0,559	1,110	2,45	1,78	0,22	0,44
Итого 2019	1607,541	1578,127	34,178	22,901	3,493	7,785	2,13	1,42	0,22	0,48
Итого 2021	1752,217	1709,430	42,788	31,038	3,972	7,777	2,44	1,77	0,23	0,44

\* – выходные дни в Ираке

Перспективы дальнейших исследований связаны с учетом потерь на корону в ЛЭП напряжением 400 кВ и исследованием потерь энергии в сетях 11–33 кВ.

#### ЛИТЕРАТУРА И ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСЫ

1. Сайт Международного энергетического агентства. Данные и статистика. – URL : <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables/?country=IRAQ&energy=Electricity&year=2018> (дата обращения 20.06.2021). – Текст : электронный.
2. Сайт министерства электричества Республики Ирак. – URL: <http://www.oco.moelc.gov.iq/> (дата обращения 20.04.2019). – Текст : электронный.
3. Хуссейн, А. Т. Особенности электрических сетей Ирака и проблема потерь энергии в них / А. Т. Хуссейн // Актуальные проблемы электроэнергетики, электроники и нанотехнологий : материалы IV-й ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета. – Ставрополь, 2016. – С. 126–129. – Текст : непосредственный.
4. Хуссейн, А. Т. Разработка методики укрупненного анализа технических и коммерческих потерь энергии в электрических сетях стран с кризисной ситуацией / Ю. Г. Кононов, А. В. Жигалкин, А. Т. Хуссейн // Кибернетика энергетических систем : сборник материалов XLI Международной научно-технической конференции. – Новочеркасск : ЮРГПУ(НПИ), 2020. – С. 158-165. – Текст : непосредственный.
5. Ежегодный статистический отчет Министерства энергетики Ирака (Annual Statistical Report of the Iraqi Ministry of Electricity 2017). – URL: <https://www.moelc.gov.iq/upload/upfile/ar/946.pdf> (дата обращения 20.04.2019). – Текст : электронный.
6. Данные по генерации в энергосистеме Ирака. – URL: <http://109.224.53.139:8080/IPS.php> (дата обращения 20.04.2019). – Текст : электронный.
7. Сайт Национального диспетчерского центра Ирака. – URL : <https://www.gdoco.org>. (дата обращения 20.06.2021). ) – Текст : электронный.
8. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям : Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326 (ред. от 01.02.2010) (вместе с «Инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям») (Зарегистрировано в Минюсте РФ 12.02.2009 № 13314). – Доступ из СПС «Гарант Плюс». – URL : [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_85593/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_85593/) (дата обращения: 20.06.2021). – Текст : электронный.
9. Комплекс программ для моделирования режимов, расчета, нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях 0.38-110 кВ RersPC / Ю. Г. Кононов, Ал. Ю. Кононов, Ан. Ю. Кононов, Е. Г. Зеленский // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2010610680, зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 20 января 2010 г.
10. Гамм, А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А. З. Гамм. – Москва : Наука, 1976. – 220 с. – Текст : непосредственный.
11. Официальный сайт программного комплекса RastrWin. – URL: <https://www.rastrwin.ru/> (дата обращения: 20.06.2021). – Текст : электронный.
12. Интегрированная среда разработки Microsoft Visual Studio Community 2019 : официальный сайт. – URL: <https://visualstudio.microsoft.com/ru/vs/community/> (дата обращения: 20.06.2021). – Текст : электронный.

#### REFERENCES AND INTERNET RESOURCES

1. Sait Mezhdunarodnogo energeticheskogo agentstva. Dannye i statistika (Website of the International Energy Agency. Data and statistics). – URL : <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables/?country=IRAQ&energy=Electricity&year=2018> (data obrashcheniya 20.06.2021).
2. Sait ministerstva elektrichestva respubliki Irak (Website of the Ministry of Electricity of the Republic of Iraq). – URL: <http://www.oco.moelc.gov.iq/> (data obrashcheniya 20.04.2019).
3. Khussein, A. T. Osobennosti elektricheskikh setei Iraka i problema poter' energii v nikh (Features of the electric networks of Iraq and the problem of energy losses in them) / A. T. Khussein // Aktual'nye problemy elektroenergetiki, elektroniki i nanotekhnologii : materialy IV ezhegodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii Severo-Kavkazskogo federal'nogo universiteta. – Stavropol', 2016. – S. 126–129.

4. Khussein, A. T. Razrabotka metodiki ukрупnennogo analiza tekhnicheskikh i kommercheskikh poter' energii v elektricheskikh setyakh stran s krizisnoi situatsiei (Development of a methodology for the integrated analysis of technical and commercial energy losses in the electric networks of countries with a crisis situation) / Yu. G. Kononov, A. V. Zhigalkin, A. T. Khussein // Kibernetika energeticheskikh system : sbornik materialov XLI Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. – Novocherkassk : YURGPU(NPI), 2020. – S. 158–165.
5. Ezhegodnyi statisticheskii otchet Ministerstva energetiki Iraka (Annual Statistical Report of the Iraqi Ministry of Electricity 2017). – URL: <https://www.moelc.gov.iq/upload/upfile/ar/946.pdf> (data obrashcheniya 20.04.2019).
6. Dannye po generatsii v energosisteme Iraka (Data on generation in the Iraqi energy system). – URL: <http://109.224.53.139:8080/IPS.php> (data obrashcheniya 20.04.2019).
7. Sait Natsional'nogo dispetcherskogo tsentra Iraka (Website of the National Dispatch Center of Iraq). – URL: <https://www.gdoco.org>. (data obrashcheniya 20.06.2021)
8. Ob organizatsii v Ministerstve energetiki Rossiiskoi Federatsii raboty po utverzhdeniyu normativov tekhnologicheskikh poter' elektroenergii pri ee peredache po elektricheskim setyam : Prikaz Minenergo RF ot 30.12.2008 N 326 (red. ot 01.02.2010) (Integrated development environment On the organization of work in the Ministry of Energy of the Russian Federation on the approval of standards for technological losses of electricity during its transmission through electric networks) (vmeste s «Instruksiei po organizatsii v Ministerstve energetiki Rossiiskoi Federatsii raboty po raschetu i obosnovaniyu normativov tekhnologicheskikh poter' elektroenergii pri ee peredache po elektricheskim setyam») (Zaregistrirvano v Minyuste RF 12.02.2009 N 13314). – Dostup iz SPS «Garant Plyus». – URL : [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_85593/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_85593/) (data obrashcheniya: 20.06.2021).
9. Kompleks programm dlya modelirovaniya rezhimov, rascheta, normirovaniya i snizheniya poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh 0.38-110 kV RersPC (A set of programs for modeling modes, calculating, rationing and reducing electricity losses in electric networks 0.38-110 kV RersPC) / Yu. G. Kononov, A. Yu. Kononov, An. Yu. Kononov, E. G. Zelenskij // Svidetel'stvo o gosudarstvennoi registratsii programmy dlya EVM № 2010610680, zaregistrirvano v Reestre programm dlya EVM 20 yanvarya 2010 g.
10. Gamm, A. Z. Statisticheskie metody otsenivaniya sostoyaniya elektroenergeticheskikh sistem (Statistical methods for assessing the state of electric power systems) / A. Z. Gamm. – Moskva : Nauka, 1976. – 220 s.
11. Ofitsial'nyi sait programmnoogo kompleksa RastrWin (The official website of the software package RastrWin). – URL: <https://www.rastrwin.ru/> (data obrashcheniya: 20.06.2021).
12. Integrirovannaya sreda razrabotki Microsoft Visual Studio Community 2019 (Integrated Development Environment Microsoft Visual Studio Community 2019) : ofitsial'nyi sait. – URL: <https://visualstudio.microsoft.com/ru/vs/community/> (data obrashcheniya: 20.06.2021).

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

- Хуссейн Аммар Тали*, соискатель кафедры автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения, Инженерный институт, СКФУ, г. Ставрополь. E-mail: [amar\\_taly2002@mail.ru](mailto:amar_taly2002@mail.ru)
- Кононов Юрий Григорьевич*, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения, Инженерный институт, СКФУ, г. Ставрополь. E-mail: [iukononov@ncfu.ru](mailto:iukononov@ncfu.ru)
- Зеленский Евгений Геннадьевич*, инженер-программист кафедры автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения, Инженерный институт, СКФУ, г. Ставрополь. E-mail: [zeg86@yandex.ru](mailto:zeg86@yandex.ru).

#### INFORMATION ABOUT AUTHORS

- Ammar Hussein*, Candidate of the Department of Automated Electric Power Systems and Power Supply, Engineering Institute, NCFU, Stavropol. E-mail: [amar\\_taly2002@mail.ru](mailto:amar_taly2002@mail.ru)
- Yuri Kononov*, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Automated Electric Power Systems and Power Supply, Engineering Institute, NCFU, Stavropol. E-mail: [iukononov@ncfu.ru](mailto:iukononov@ncfu.ru)
- Evgeny Zelensky*, Software Engineer of the Department of Automated Electric Power Systems and Power Supply, Engineering Institute, NCFU, Stavropol. E-mail: [zeg86@yandex.ru](mailto:zeg86@yandex.ru).