

УДК 621.3.052.4

Бесараб А. Н., канд. техн. наук,
Невольниченко В. Н., канд. техн. наук,
Шабовта М. Ю., канд. техн. наук,
Соколов Я. А.,
Тищенко И. И.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ

Представлены результаты оптимизации уровней напряжения, а также потерь электроэнергии путём изменения коэффициентов трансформации трансформаторов и оптимизации топологии схемы распределительной сети напряжением 35 кВ. Получило дальнейшее развитие прикладное программное обеспечение для расчёта установившихся режимов и потерь электроэнергии.

Ключевые слова: распределительные сети, качество электроэнергии, напряжение, потери электроэнергии, энергосбережение, оптимизация, топология

Бесараб О. М., канд. техн. наук,
Невольниченко В. М., канд. техн. наук,
Шабовта М. Ю., канд. техн. наук,
Соколов Я. О.,
Тищенко И. И.

ОПТИМІЗАЦІЯ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКОГО ПРИЗНАЧЕННЯ НАПРУГОЮ 35 кВ

Представлені результати оптимізації рівнів напруги, а також втрат електроенергії шляхом зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів і оптимізації топології схеми розподільної мережі напругою 35 кВ. Отримало подальший розвиток прикладне програмне забезпечення для розрахунку ustalених режимів і втрат електроенергії.

Ключові слова: розподільні мережі, якість електроенергії, напруга, втрати електроенергії, енергозбереження, оптимізація, топологія.

Besarab O., PhD,
Nevolnichenko V., PhD,
Shabovta M., PhD,
Sokolov Ya.,
Tyshchenko I.

OPTIMIZATION OF PARAMETERS MODE OF POWER DISTRIBUTION NETWORKS 35 KV IN AGRICULTURAL AREAS

The article presents the results of the optimization levels of voltage and power loss by changing the transformation ratio of transformers and distribution network 35 kV topology optimization. Will be further developed application software for the calculation of the steady-state modes and energy losses.

Keywords: distribution networks, power quality, voltage, power loss, energy saving, optimization, topology.

Введение. Системы электроснабжения сельских районов традиционно обладают значительной протяжённостью и, как следствие, высокими потерями и большими отклонениями напряжения в узлах. В связи с бурным ростом электрических нагрузок в Коминтерновском и Южненском энергоузлах Одесского области, эта проблема приоб-

ретает особенную актуальность в данных регионах. Для повышения эффективности работы электрических сетей 35 кВ между ПАО «Одессаоблэнерго» и Одесским национальным политехническим университетом был заключён договор на выполнение научно-исследовательской работы, целью которой являлось:

– определение параметров существующих рабочих режимов сетей 35 кВ с целью анализа текущего состояния;

– разработка рекомендаций по приведению уровней напряжений в соответствие с требованиями ГОСТ 13109-97 [1];

– разработка рекомендаций по нормализации параметров режимов с учётом перспектив их развития.

Исследуемый участок сетей 35 кВ охватывает 22 ПС, воздушные линии, выполненные преимущественно проводами АС сечением 50 – 185 мм² и длиной, не превышающей 25 км.

Математическое моделирование. Для выполнения расчётов был использован получивший дальнейшее развитие программный комплекс *Regim* [2], в котором реализован метод узловых напряжений, формируется система тригонометрических уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей, которая затем решается методом Ньютона – Рафсона, определяются напряжения в узлах, токи ветвей, мощности в начале и конце каждой ветви, потери мощности в вет-

вях и суммарные потери мощности в линиях и трансформаторах. Определение потерь электроэнергии производилось с помощью метода расчётных суток [3]. При этом нагрузки представлялись неизменными для каждой ступени суточного графика активной и реактивной мощностями, напряжения в центрах питания принимались равными напряжениям на шинах РУ 35 кВ районных подстанций. Следует отметить, что данный программный комплекс предусматривает возможность корректировки узловых нагрузок. Для этого по каждому из головных участков магистралей, питающих потребителей, используются месячный и суточные отпуски активной и реактивной электроэнергии через головные участки, а также суточные графики нагрузки P и Q головных участков за каждые сутки месяца.

Обработка значительных массивов информации по графикам электрических нагрузок производилась с помощью программы *D-Graph.vi* [2]. График нагрузок в течение недели зимнего периода для ВЛ-35 кВ «Красносёлка» представлен на рисунке 1.

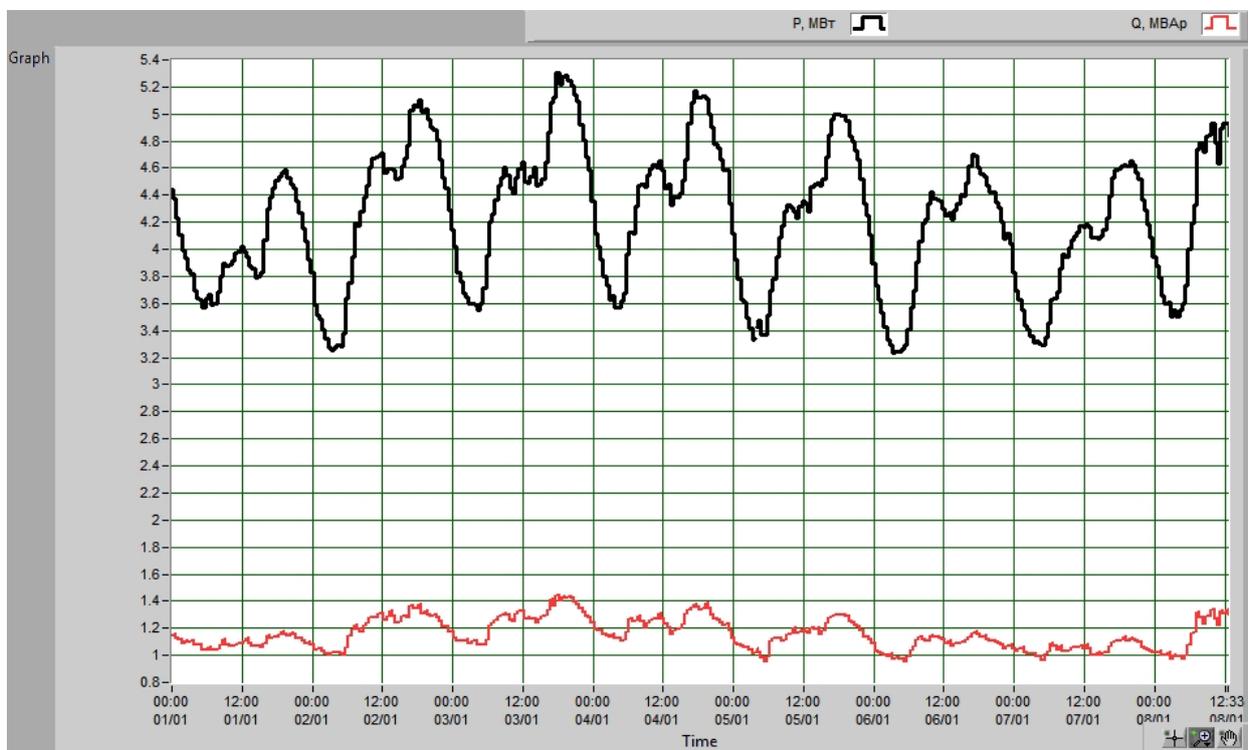


Рис. 1. График изменения значений активной и реактивной мощностей ВЛ-35 кВ «Красносёлка» от ПС «Кулиндорово»

В результате анализа графиков нагрузки всех узлов были сделаны следующие заключения:

- для большинства подстанций максимум нагрузки находится в интервале 17:00 – 20:00, что является характерным для потребителей малых городов и сёл в зимнее время года. Это свидетельствует о том, что коэффициент одновременности имеет довольно высокое значение, что ухудшает пропускную способность системы в целом и негативно сказывается на уровнях напряжений в узлах;
- форма кривых суточных графиков нагрузки в течение недели изменяется незначительно, что свидетельствует о том, что применение метода расчётных суток целесообразно;
- суточные графики имеют выраженное сходство с типовым графиком для сельских

потребителей, что позволяет использовать опыт, описанный в статье для решения подобных задач в других регионах;

- для большинства подстанций коэффициент реактивной мощности лежит в пределах $\cos \varphi \geq 0,97$.

Результаты расчётов. Расчёт установленного режима сети показал, что уровни напряжений на первичной стороне ПС 35 кВ не обеспечивают получение на вторичной стороне трансформаторов, при установленных положениях устройств РПН(ПБВ), напряжения $1.05U_{\text{ном.сети}}$ в указанном режиме.

Для нормализации уровней напряжения были рассчитаны новые значения положений устройств РПН(ПБВ), которые приведены в таблице 1.

Таблица 1. Существующие и рекомендуемые положения ПБВ/РПН трансформаторов Коминтерновского и Юженского энергоузлов

| Трансформатор | Тип переключателя | Диапазон регулирования | Ответвление ПБВ/РПН | |
|---------------------|-------------------|------------------------|---------------------|--------------------------------|
| | | | Существующее | Рекомендуемое (макс/мин режим) |
| «Новониколаевка» 1Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | +1 | 0 |
| «Черноморская» 2Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | – | 0 |
| «Мариновка» 1Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | – | 0 |
| «Александровка» 2Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | +2 | 0 |
| «Ставки» 1Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | 0 | 0 |
| «Первомайская» 1Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | +2 | 0 |
| «Дельта Вилмар» 1Т | РПН | $8x \pm 1,5\%$ | – | –8 / +1 |
| «Дельта Вилмар» 2Т | РПН | $8x \pm 1,5\%$ | – | –8 / +1 |
| «Векка» 1Т | РПН | $6x \pm 1,5\%$ | – | –2 / +6 |
| «Буялык» 1Т | РПН | $6x \pm 1,5\%$ | – | –4 / +5 |
| «Кремидовка» 1Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | –1 | –2 |
| «Свердлово» 2Т | РПН | $6x \pm 1,5\%$ | +4 | –6 / +2 |
| «Бройлерная» 2Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | +1 | –1 |
| «Визирка» 1Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | –1 | –2 |
| «Булдынка» 1Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | – | –2 |
| «Чабанка» 1Т | РПН | $6x \pm 1,5\%$ | +4 | –4 / +6 |
| «Чабанка» 2Т | РПН | $6x \pm 1,5\%$ | +4 | –4 / +6 |
| «Красноселка» 1Т | ПБВ | $2x \pm 2,5\%$ | –2 | +2 |
| «Холодмаш» 1Т | РПН | $6x \pm 1,5\%$ | +4 | +5 / +6 |
| «Холодмаш» 2Т | РПН | $6x \pm 1,5\%$ | –4 | +5 / +6 |
| «Лески» 2Т | РПН | $7x \pm 1,5\%$ | +7 | +2 / +6 |

Поскольку устройства ПБВ не предусматривают частую смену ответвлений, то их положение определялось на основании статистической обработки недельных графиков нагрузки таким образом: пусть каждому значению напряжения на шинах 35 кВ соответствует собственное значение отпайки ПБВ ΔU_i . Поскольку значение напряжений в узлах системы соответствует нормальному закону распределения случайных величин, то целесообразно выбирать положение, которое соответствует медиане числового ряда $\{\Delta U_i\}_{i=1}^n$, где n – число наблюдений, соответствующее обработке недельного графика нагрузок с шириной ступени 30 минут и равное 336. Требование ГОСТ 13109-97, согласно которому отклонение напряжения не должно выходить за границы предельно допустимых отклонений 10%, выполняется путём введения дополнительного ограничения $U_i \in [0,9U_{\text{ном}}; 1,1U_{\text{ном}}]$.

Следует отметить, что оптимизация коэффициентов трансформации подстанций

заметно улучшает ситуацию, но не позволяет добиться положительного результата во всех узлах. Даже после внедрения предложенных мероприятий на шинах НН ПС «Визирка» напряжение составит 9,78 кВ. Данную проблему невозможно решить без капитальных вложений, направленных на реконструкцию сетей 35 кВ или установку устройства РПН на трансформаторе.

Расчёт технических потерь электроэнергии и последующий анализ их структуры позволил оценить текущий уровень энергоэффективности распределительной сети. Так, наибольшие потери наблюдаются на таких участках ВЛ: 1СШ «Коминтерново» – ПС «Векка»; 1 СШ «Коминтерново» – ПС «Бройлерная»; ПС «Первомайская» – ПС «Визирка». Потери на данных фидерах достигают 6,02%, что превышает рекомендуемый показатель 2% [4].

Расчёты показали, что оптимизация топологии схемы (оптимальная схема приведена на рисунке 1), позволяет снизить ежегодные потери электроэнергии на 1.3 млн кВт·ч.

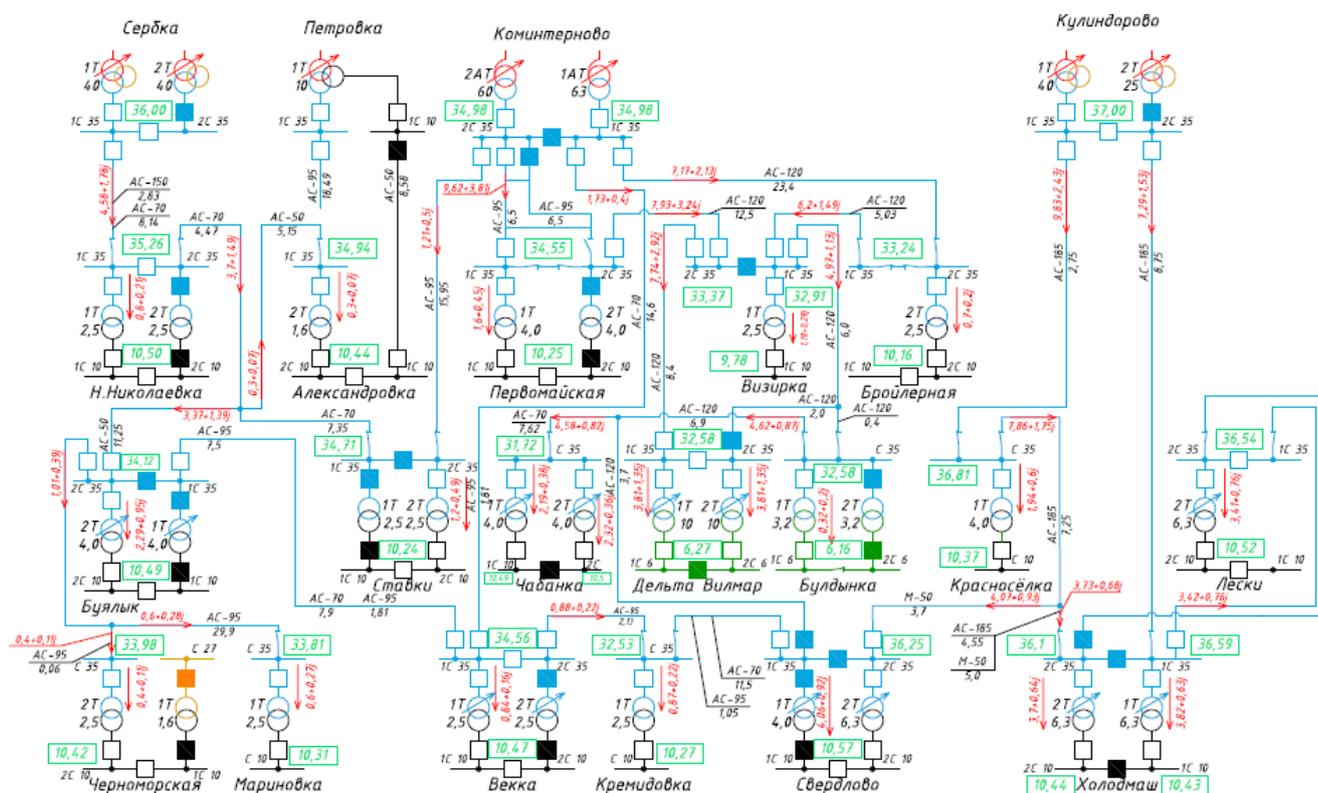


Рис. 1. Схема нормального режима сети 35 кВ с указанием уровней напряжений и поточкораспределением для зимнего максимума при рекомендуемых положениях РПН (ПБВ) и выполнения рекомендаций по изменению поточкораспределения

Так, оптимальная схема нормального режима, которая для зимнего максимума предусматривает:

- переключение питания ПС «Ставки» с ПС «Сербка» на ПС «Коминтерново»;
- переключение питания ПС «Буялык» с ПС «Коминтерно» на ПС «Сербка»;
- переключение питания ПС «Свердлово» с ПС «Коминтерново» на ПС «Кулиндрово».

Выводы по работе. Проведенные расчёты позволили произвести оптимизацию уровней напряжений в узлах распределительной сети 35 кВ и заметно улучшить ситуацию с качеством электроэнергии, предоставляемой потребителям. Оптимизация также позволила выявить проблемные участки, что может быть учтено энергоснабжающей компанией при принятии инвестиционной программы реконструкции сетей для наибольшей эффективности расходования средств.

Оптимизация топологии сети позволила без капитальных затрат снизить технические потери электроэнергии на 1.3 млн кВт·ч в год.

С учётом схожести реальных графиков электрических нагрузок с приведенными в справочной литературе, можно сделать вывод, что опыт, освещённый в данной статье, может быть использован при решении подобных задач и является полезным в прикладной инженерии.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. [Текст]. – Введ. 1999–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 1997.
2. Бесараб А.Н. Способ расчёта потерь электроэнергии в распределительных сетях потребителей [Текст] / А.Н. Бесараб, В.Л. Беляев, В.Н. Невольниченко, М.Ю. Шабовта // *Электромашинобудування та електрообладнання*. – Киев: – 2006. – Вып. 67. – С. 55-62.
3. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических рас-

четов / Ю.С.Железко. – Москва: ЭНАС, 2009. – 456 с.: ил.

4. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под редакцией Л.Д. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

5. Омельчук А.О. Зниження технологічних витрат електроенергії в трансформаторних підстанціях / А.О. Омельчук. – Київ: ЦП «Компринт», 2015. – 173 с.

6. Р 50—072—98. Методика розрахунку технологічних витрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно [Текст]. – Київ, Держстандарт України. – 1999. – 65 с.

7. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011 Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методика. Нормативний документ Міненерговугілля України. [Текст]. – Київ: – 2011. – 61 с.

8. Фурсанов М.И. Оперативные расчёты технических потерь электроэнергии в сетях 35 кВ и выше ОЭС Беларуси [Текст] / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой // *Электроенергеіка*. – Минск: Из-во БНТУ, 2013. – Вып.5. – С. 5-13.

Получено: 10.05.2016

References

1. GOST 13109-97. Elektricheskaya energiya. Sovmestimost tehnicheskikh sredstv elektromagnitnaya. Normyi kachestva elektricheskoy energii v sistemah elektrosnabzheniya obshchego naznacheniya. [Electric energy. Hardware compatibility is electromagnetic. Norms of quality of electric energy in the systems of power supply of the general setting], (1997), *Izdatelstvo standartov*, Moscow (In Russian).
2. Besarab A.N. Spособ rascheta poter` elektroenergii v raspredilitel`nih setyah potrebitelley [Method of energy losses calculation in consumer's distribution networks], (2006), *Electromashinobuduvannya ta elektroobladnannya Publ*, Kiev, Ukraine, vol.67, pp. 55-62 (In Russian).
3. Zhelezko Yu.S. Poteri elektroenergii. Reaktivnaya moshchnost. Kachestvo elktroenergii: Rukovodstvo dlya prakticheskikh

raschetov [Electric power losses. Reactive power. Quality of electric power: Manual for practical calculations], (2009), ENAS., Moscow (In Russian)

4. Faybisovich D.L. Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setey [Guide to the design of electrical networks], (2012), ENAS Publ., Moscow, p. 376 (In Russian)

5. Omelchuk A.O. Znyzhennia tekhnologichnykh vytrat elektroenerhii v transformatornykh pidstantsiiakh [PLE reduction in transformer substations], (2015), Komprint Publ., Kiev (in Ukrainian)

6. P 50-072-98 Metodika rozrahunku tehnologichnih vtrat elektroenergii v mrezhah elektropostachannya naprugoy vid 0,38 do 110 kV vkluchno. [The method of calculation of technological losses of electricity in power networks with voltage from 0.38 kV to 110 kV inclusive. P 50-072-98]. (1999) Derzhstandart of Ukraine, Kiev, Ukraine, 65 p. (In Ukrainian)

7. SOU-N EE 40.1-37471933-54:2011 Vyznachennia tehnologichnih vitrat elektrichnoi energii v transformatorah i linyah elektropredavannya. Metodika. [The definition of the technological losses of electric power in transformers and power lines. Methodology. Normative document of Ukraine]. (2011) Ministry of energy, Kiev, Ukraine, 61 p. (In Ukrainian)

8. Fursanov M.I. Operativnyie raschyoty tehniceskikh poter elektroenergii v setyah 35 kV i vyshe OES Belarusi [Operational calculations technical losses of electricity in the networks of 35 kV and above in the united energy system of Belarus], 2013, Elektroenergetika Publ., Minsk, Belarussia, vol.5, pp. 5-13 (In Russian).



Невольниченко
Валентин Николаевич
к.т.н., доц. каф. электро-
снабжения и энергетиче-
ского менеджмента
ОНПУ
тел.: (048) 705-85-48.
E-mail: vn_n@ukr.net



Шабовта
Михаил Юрьевич
к.т.н., доц. каф. электро-
снабжения и энергетиче-
ского менеджмента
ОНПУ
тел.: (048) 705-85-67
E-mail: poststudent@ukr.net



Соколов
Ярослав Александрович
ст. пр. каф. элек-
троснабжения и энергетиче-
ского менеджмента
ОНПУ
тел.: (048) 705-85-12
e-mail: Ainkurn@bk.ru



Тищенко
Иван Иванович,
асс. каф. электроснабжени
я и энергетического ме-
неджмента ОНПУ
e-mail: it91@ukr.net



Бесараб
Александр Николаевич,
к.т.н., доц.,
зав. каф. электроснабже-
ния и энергетического
менеджмента
ОНПУ
тел.: (048) 705-85-67.
E-mail: al_besarab@ukr.net