

It was presented the simulation results that confirm the accounting feasibility the design of transmission towers and the spatial arrangement of wires during the calculating of electric field strength. It was shown that simulation results using will significantly improve the reliability and operational safety of poly-circuit overhead transmission lines.

Keywords: power supply reliability, poly-circuit overhead transmission lines, electric field strength, dynamic modeling.

References

1. Kazansky S. Reliability of power systems: training aid /S. Kazansky, Y. Mateyenko, B. Serdyuk. – К.: NTUU «KPI», 2011. – P.216 – ISBN 978-966-622-453-1.
2. UOS 40.1-00013741-36:2010 Recommendations for the design and construction of poly-circuit transmission lines 35 - 330 kV.//Approved by the order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, dated December 2, 2010 No. 511.
3. UOS-N EE 20.179:2008 Calculation of the electric and magnetic fields of the transmission line. Method.//Approved by the order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, dated October 20, 2008 No. 512. - К.: DP UDNSIPVI "Ukrsilenergooproekt", 2008.
4. REI-2006. Rules for electrical installation. Issue 2. Transmission of electricity. Chapter 2.4 Air lines of power transmission up to 1 kV. Chapter 2.5 Air lines of power transmission voltage above 1 kV to 750 kV. Approved by the order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, dated January 05, 2006 No 3. – К.: GREIFER OEEP, 2006.
5. COMSOL Multiphysics User 's Guide, Version 4.3, May 2012.

Надійшла 28.10.2018

Received 28.10.2018

УДК 621.311.153:681.3.06

О.И. Александров, канд. техн. наук, доц., **ORCID** 0000-0002-5608-8131

Д.О. Иванько, канд. техн. наук, доц., **ORCID** 0000-0002-4348-6624

В.В. Зеленко, аспирант

Белорусский государственный технологический университет,
Национальный технический университет Украины
«Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»,
Белорусский национальный технический университет

РЕГУЛИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ЕЕ С ПРОМЫШЛЕННЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

В современных условиях острого дефицита энергоресурсов и перехода к рыночным отношениям многих предприятий неизменно возрастает роль оптимизационных расчетов в энергетике. Переход от директивных методов распределения топлива к экономическим при неуклонном росте цен на энергоносители влечет за собой ряд принципиальных трудностей и предполагает решение комплекса взаимосвязанных задач. К их числу относятся: оптимизация распределения активной мощности между электростанциями энергосистемы с учетом потерь в сети и удельных расходов топлива; учет ограничений по поставкам топлива; режимно-экономическое взаимодействие генерирующих и потребляющих предприятий с учетом регулирующего эффекта нагрузки; выравнивание графиков нагрузки энергосистемы и промышленных предприятий; оперативное управление электропотреблением с оптимизацией режима работы системных потребителей-регуляторов.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, оптимизация, нагрузочные узлы, электроприемники, режимно-обособленные группы, зонные коэффициенты, матрица ограничивающих констант, горизонтально-вертикальное маневрирование, деформация суточного графика нагрузки.

Введение. Традиционный подход к проблеме оптимизации режимов энергосистем учитывает, прежде всего, экономичное распределение нагрузок между генерирующими источниками энергии, однако решение полной задачи оптимизации должно быть получено с учетом оптимальной нагрузки потребителей, т.е. необходимо более правильно учитывать влияние выбранного оптимального режима на работу потребителей. Поставленная задача не только не решается, но даже не сформулирована в полном объеме, оптимизационные расчеты выполняются группами режимов энергоуправлений эпизодически в традиционной постановке, без должного учета оптимальных графиков электропотребления промышленных узлов нагрузки. В силу несовпадения режимных интересов электрогенерирующей и электропотребляющей сфер, организация их взаимодействия сводится к отысканию компромисса, т.е. некоторой системы взаимных уступок сущность которых состоит в допустимых отклонениях каждой из взаимодействующих сторон. В современных условиях слишком явное предпочтение режимных интересов энергосистемы режимным интересам потребителей не может рассчитывать на профессиональную, общественную и административную поддержку. Представляется очевидным, что следует стремиться к достижению определенного компромисса, учитывающего интересы обеих сторон [1].

Независимо от выбранного принципа организации режимами взаимодействия эксплуатационный персонал энергосистемы и промышленных предприятий должен иметь достоверную информацию о расходных (энергетических) характеристиках отдельных электроприемников и их технологически, территориально или режимно-обособленных групп. Это даст возможность определять диапазоны регулирования активных нагрузок электропотребляющих объектов и оценивать потенциальные возможности как выравнивания и уплотнения графиков нагрузки, так и среза их пиков. Поставленная задача в полном объеме пока не решена в связи с необходимостью разработки комплекса взаимосвязанных задач, включающих создание системы мониторинга расходных характеристик промышленных предприятий, в том числе и определение их резервов регулирования с учетом дифференцированных по зонам суток тарифов, создание базы данных расходных характеристик удельного электропотребления и выработку механизма контроля за его соблюдением[2].

Предполагается определенная последовательность решения поставленной задачи, которая выполняется поэтапно. Первоначально проводится оптимизация распределения активных нагрузок между генерирующими источниками (электростанциями) и энергоемкими нагрузочными пунктами (узловыми подстанциями). Затем применяются методы определения рациональных нагрузок для узловых точек электрической сети нижнего уровня.[3,4]. Далее приведено описание нескольких вариантов воздействия на первоначальный график нагрузки отдельных групп электроприемников всего промышленного предприятия (ПП).

Способ пропорционального разбиения фиксированного значения мощности энергоузла. Решение задачи этим способом сводится к пропорциональному распределению ограниченной мощности, рассчитанной на предыдущем этапе, между всеми потребителями, подключенными к данному энергоузлу. Долевое участие каждого потребителя в совмещенном графике нагрузки определяется исходя из величины регулировочного диапазона этого потребителя. Для нахождения этой доли вначале вычисляется суммарный регулировочный диапазон по мощности для всех предприятий данного энергоузла

$$P_{\Sigma J}^{pд} = \sum_{\alpha=1}^{AJ} P_{\alpha}^{pд} = \sum_{\alpha=1}^{AJ} (P_{\alpha}^{\max} - P_{\alpha}^{тб}), \alpha \in \{AJ\}, \quad (1)$$

где $P_{\Sigma J}^{pд}$ – суммарная мощность регулировочных диапазонов всех приемников, подключенных к j -му энергоузлу, кВт; $P_{\alpha}^{pд}$ – располагаемая мощность регулировочного диапазона α -го приемника, кВт; P_{α}^{\max} – максимальная нагрузка α -го предприятия в вечерний (утренний) максимум наиболее нагруженного зимнего (летнего) дня, кВт; $P_{\alpha}^{тб}$ – величина минимально допустимой мощности α -го предприятия, при которой сохраняется устойчивость технологического процесса (технологическая бронь), кВт; AJ – общее число приемников j -го энергоузла, между которыми распределяется величина P_j^{st} ; P_j^{st} – суммарная единовременная мощность без учета потерь в распределительной сети j -го энергоузла, задаваемая энергосистемой для t -го режима.

Долевое участие каждого предприятия, пропорциональное его регулировочному диапазону, характеризуется коэффициентом λ_{α} , который вычисляется следующим образом:

$$\lambda_{\alpha} = P_{\alpha}^{pд} / P_{\Sigma J}^{pд}, \quad \alpha \in \{AJ\}.$$

При этом участие каждого приемника в совмещенном графике нагрузки j -го энергоузла определяется тривиально для t -го режима:

$$P_{\alpha}^t = P_j^{st} \lambda_{\alpha}, \quad \alpha \in \{AJ\};$$

$$P_j^{st} = \sum_{\alpha=1}^{AJ} P_{\alpha}^t; \quad \alpha \in \{AJ\}.$$

где P_{α}^t – действительная активная мощность α -го предприятия (группы потребителей) в режиме t .

Рассчитанные этим способом мощности электроприемников пропорциональны регулировочным диапазонам потребителей или (с некоторым приближением) максимальным нагрузкам. При расчете спектра мощностей для осенне-зимнего периода используется величина P_{α}^{\max} для наиболее загруженного зимнего (декабрь) дня. При составлении графика для весенне-летнего периода более целесообразным является использование P_{α}^{\max} для летнего режимного дня [5].

Для отдельных временных интервалов в аварийных условиях величина $P_{\alpha}^{\text{тб}}$ в формуле (2) может быть заменена на $P_{\alpha}^{\text{аб}}$, что позволит увеличить диапазон регулирования мощности потребителей и соответственно их резервы. Тогда (2) приобретает вид

$$\sum_{\alpha=1}^{AJ} P_{\alpha}^{\text{рд}} = \sum_{\alpha=1}^{AJ} (P_{\alpha}^{\max} - P_{\alpha}^{\text{аб}}) = P_j^{st}, \quad (2)$$

где $P_{\alpha}^{\text{аб}}$ – аварийная бронь α -го потребителя, кВт.

Способ разбиения заданной мощности энергоузла по минимуму ущерба. В этом случае решение задачи сводится к оптимальному распределению мощности между предприятиями промышленного комплекса по условиям минимального суммарного ущерба. Оптимально распределяемая мощность определяется

регулируемым диапазоном, величина которого составляет

$$P_{\Sigma J}^{\text{рб}} = P_{\Sigma J}^{st} - \sum_{\alpha=1}^{AJ} P_{\alpha}^{\text{тб}}.$$

Общий ущерб промышленного энергоузла от вероятного снижения мощности будет равен

$$Y_{\Sigma J}^t(\Delta P_{\alpha}) = \sum_{\alpha=1}^{AJ} y_{\alpha}(\Delta P_{\alpha}) P_{\alpha}, \quad \alpha \in \{AJ\},$$

где $\Delta P_{\alpha} = (P_{\alpha}^{\text{н}} - P_{\alpha})$ – величина снижения мощности α -го потребителя относительно номинальной; $y_{\alpha}(\Delta P_{\alpha})$ – удельный ущерб α -го промышленного предприятия при отклонении его режима работы от номинального, руб/(кВт·ч). Функции ущербов

$$y_{\alpha} = f(\Delta P_{\alpha}) \quad (3)$$

считаются известными или, по крайней мере, определяемыми для определенного состава типового оборудования. Математическая модель формулируется как общая оптимизационная задача нелинейного программирования с целевой функцией.

$$\sum_{\alpha=1}^{AJ} y_{\alpha}(\Delta P_{\alpha}) P_{\alpha} \rightarrow \min, \quad \alpha \in \{AJ\},$$

и соответствующей системой ограничений-равенств и неравенств:

$$\begin{cases} \sum_{\alpha=1}^{AJ} P_{j\alpha} = P_{\Sigma J}^{st}, & \alpha \in \{AJ\}; \\ P_{\alpha}^{\text{тб}} \leq P_{\alpha} \leq P_{\alpha}^{\text{н}}, & \alpha \in \{AJ\}. \end{cases} \quad (4)$$

В первом приближении элементарным ранжированием кривых ущерба можно получить тривиальное решение, в соответствии с которым потребители с меньшим ущербом ограничиваются на большую мощность согласно крутизне кривой (3). В общем случае функции ущербов в зависимости от ограничений (4) являются собой нелинейные кривые, которые обычно представлены аналитически в виде полинома второй степени (квадратичного трехчлена)

$$y_{\alpha}(\Delta P_{\alpha}) = x' + x'' \Delta P_{\alpha} + x''' \Delta P_{\alpha}^2, \quad (5)$$

где x', x'', x''' – коэффициенты, характеризующие кривую (5).

Суммарный же ущерб всего энергоузла определяется не только составом потребителей, но и способом ограничения. Однако при наличии некоторой свободы выбора состава потребителей можно встретиться с неопределенностью величины ущерба. В этом случае, очевидно, необходимо предусмотреть систему приоритетов на ограничение (отключение) потребителей с регулировочным диапазоном за пределами действия системной автоматики.

Оптимальное ранжирование потребителей со сходными характеристиками ущербов определяется стоимостью системы управления, их мощностью, формой, объемом и скоростью передачи управляющей информации, а также величинами дискретных ступеней мощности, частотой отключений и возможностью резервной компенсации в аварийных условиях. В общем случае коэффициенты $x' - x'''$ выбираются для каждого конкретного потребителя в соответствии с режимно-технологическим циклом его работы и интегральным показателем уровня надежности электроснабжения последнего, причем коэффициенты x' и x'' характеризуют точку отсчета и линейный отрезок кривой (наклон), а x''' – крутизну и количественную оценку степени компенсации от аварийных отключений.

Переходя к матричным обозначениям, получим формулу (5) в виде

$$Y_{\Sigma j}^t(\Delta P_{\alpha}) = 1^* X' + X'' \Delta P_{\alpha} + \Delta P_{\alpha}^* \text{diag}[X'''] \Delta P_{\alpha}, \quad (6)$$

где $Y_{\Sigma j}^t$ – суммарный ущерб промышленного энергоузла от снижения его мощности на величину ΔP_j , руб (т. у. т.); X', X'' – столбцовые матрицы, компоненты которых составлены из соответствующих коэффициентов x' и x'' ; $\text{diag } X'''$ – диагональная матрица, составленная из коэффициентов x''' ; 1 – столбцовая единичная матрица размером $A \times 1$.

Система ограничений теперь примет вид

$$\Xi^* \Delta P_{\alpha} \leq G, \Delta P_{\alpha} \geq 0,$$

где $\Xi = \begin{bmatrix} 1 \\ 1^* \end{bmatrix}$ – прямоугольная матрица размером $(A+1) \times A$, составленная из коэффициентов

ограничивающих уравнений; $G = \begin{bmatrix} P_{\alpha}^{\text{тб}} \\ P_{\Sigma j} \end{bmatrix}$ – столбцовая матрица ограничивающих констант размером $(A +$

$1) \times 1$; $P_{\alpha}^{\text{тб}}$ – вектор-столбец, составленный из величин технологической брони.

Минимизация целевой функции (3) при условиях (4) вписывается в классическую задачу выпуклого квадратичного программирования, которая решается за конечное число шагов известными методами. В результате решения этой задачи находим вектор-столбец оптимальных величин снижения мощности каждого потребителя, дающий в целом минимальный ущерб энергоузла в течение соответствующего временного диапазона. Получение спектра значений ограничиваемой (отключаемой) мощности для отдельных производств на нижней ступени производственной иерархии в ряде случаев с достаточной степенью точности может быть определено с использованием элементарного способа пропорционального разбиения, рассмотренного выше. Описанный метод позволяет применять функции (6) любого вида, в том числе и разрывные.

Способ рациональной деформации суточного графика нагрузки промышленного узла. В данной постановке активное воздействие на прогнозируемый график нагрузки энергоузла подразумевает управление электропотреблением не как следствие дефицита мощности в часы максимума ЭЭС, а как способ проведения энергосберегающей политики. Метод предполагает оптимальное взаимодействие поставщиков и потребителей электрической энергии, причем в определении рациональной структуры графика нагрузки приоритет, несомненно, принадлежит энергосистеме, а не потребителю, как это фактически имеет место в настоящее время. В целях выравнивания совмещенного графика нагрузки иногда полезно деформировать график потребителя в сторону его ухудшения. В этом случае управление электропотреблением подразумевает построение принудительного графика нагрузки потребителя оптимальной формы и плотности, который

соответствовал бы критерию минимального суммарного удельного расхода энергоресурсов. Это предопределяет поворот от директивно устанавливаемых ограничений в часы максимума нагрузки к дискретно-непрерывному регулированию мощности потребителя по фиксированным значениям соответствующего договора с энергосистемой, смысл которого заключается в добровольном учете каждым потребителем режимных факторов, т. е. в стремлении его к уплотнению собственных графиков активной нагрузки и, соответственно, совмещенного графика нагрузки энергосистемы. В этом случае целевая функция характеризуется следующими показателями: коэффициентом участия потребителя в максимуме нагрузки энергосистемы; коэффициентом неравномерности (колебательности) графика нагрузки потребителя, коэффициентом отклонения плотности этого графика от оптимального значения, коэффициентом, учитывающим степень рационального резервирования потребителя в аварийных условиях, коэффициентом формы графика. Таким образом, полный многокритериальный вектор представлен сепарабельной аддитивной функцией как минимум пяти типов переменных величин

$$F = f(h^{\max}, h^{\text{откл}}, h^{\text{опт}}, h^{\text{рез}}, h^{\phi}), \quad (7)$$

где h^{\max} – коэффициент попадания в максимум нагрузки; $h^{\text{откл}}$ – то же, отклонения нагрузки от своего среднего значения, учитывающий неравномерность графика активной нагрузки потребителя электроэнергии; $h^{\text{опт}}$ – то же, отклонения плотности графика активной нагрузки от оптимального значения; $h^{\text{рез}}$ – то же, учитывающий степень резервирования потребителя и качество системы управления его мощностью; h^{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки электроприемника.

Каждый из этих коэффициентов определяется с помощью проведения обследования структуры электропотребления для конкретного производства. В общем случае совместное использование всех указанных выше величин учитывает режимные, экономические и надежность показатели, которые необходимо нормировать,

$$h_{AJ} = \frac{\prod_{\xi} v_{\xi} h_{\alpha}}{\sum_{\alpha=1}^{\xi} \prod_{\xi} v_{\xi} h_{\alpha}}, \quad \alpha \in \{AJ\}, \quad \xi = \overline{1,4}$$

где v_{ξ} – показатели важности целей (весовые коэффициенты), причем $0 \leq h_{AJ} \leq 1$, а величина оптимизируемой мощности α -го потребителя определяется так:

$$\Delta P_{\alpha}^{\text{opt}} = h_{AJ} \Delta P_{\Sigma J}^{\text{opt}}, \quad \alpha \in \{AJ\},$$

где $\Delta P_{\Sigma J}^{\text{opt}}$ – величина оптимальной мощности j -го энергоузла, полученная как результат минимизации (7).

В ряде случаев значения этих коэффициентов могут быть заменены функциями принадлежности расплывчатых множеств, отражающих объективные оценки степени достоверности поступающей информации.

Методика оптимизации графиков электропотребления промышленного узла нагрузки. Одна из основных задач, решаемых при оптимизации управления электропотреблением, выравнивание (сглаживание) совмещенных и индивидуальных графиков нагрузки электроприемников [6].

Принципы построения алгоритма регулирования электропотребления, основанного на использовании коэффициентов штрафа k_{ij} , позволяющие сформировать математическую модель, вписываются в классическую схему симплекс-метода. Алгоритм позволяет выполнить сглаживание (выравнивание) графика электропотребления эквивалентного нагрузочного узла. В качестве совмещенного графика нагрузки может выступать график любой режимной энергетической иерархии — от группового графика части цеха энергоемкого промышленного предприятия до эквивалентного графика нагрузки электроэнергетической системы в составе энергообъединения. Работа алгоритма начинается с введения зонных (временных) условных тарифов на электроэнергию, формально учитываемых некоторыми коэффициентами штрафа k_{ij} , которые могут принимать значения в пределах $0 < k_{ij} < 1$. При заключении прямых договоров между энергоснабжающей организацией и потребителями электроэнергии зонные ограничения для каждого потребителя считаются заранее известными.

Ниже приводится описание алгоритма управления электропотреблением промышленного узла нагрузки в условиях дефицита генерирующих мощностей, который позволяет получить оптимальный график нагрузки по активной мощности, соответствующий максимальному уменьшению затрат потребителей за счет снижения мощности, участвующей в максимуме, и минимизации операций по изменению компонентов технологического процесса. Для упрощения расчетов принимаем графики нагрузок прямоугольными импульсами, соответствующими часу (получасу) рассматриваемых суток.

Математическая модель данной задачи предполагает получение деформированного графика нагрузки, который одновременно выравнивается, сглаживается и уплотняется, выполняя известную процедуру горизонтально-вертикального маневрирования электропотреблением и их комбинаций.

В этом алгоритме для энергоемких потребителей введены зонные тарифы на электроэнергию, формально учитываемые некоторым коэффициентом штрафа k_{ij} . Положительные значения коэффициента $k_{ij} \geq 1$ соответствуют работе потребителя в нежелательном интервале электропотребления, а значения коэффициента k_{ij} , который изменяется в пределах $0 < k_{ij} < 1$, стимулирует его к максимальной нагрузке. Работа потребителя в пиковой части нагрузки энергосистемы влечет за собой максимальный штраф, работа в часы ночных и праздничных провалов поощряется. Если проведено предварительное распределение лимитов по энергии на весь рассматриваемый период сглаживания, то зонные ограничения по энергии для каждого потребителя известны

$$\underline{W}_{ij} \leq W_{ij} \leq \overline{W}_{ij}, \quad i \in \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, m},$$

где \overline{W}_{ij} — разрешенный лимит i -му потребителю в j -й зоне; W_{ij} — фактическая потребляемая энергия i -м потребителем j -м интервале, \underline{W}_{ij} — фиксированный минимальный уровень электропотребления (суточная технологическая бронь). Задача сводится к нахождению таких значений W_{ij} , которые минимизировали бы линейную функцию

$$\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n k_{ij} W_{ij}$$

при соблюдении ограничений $\underline{W}_{ij} \leq W_{ij} \leq \overline{W}_{ij}$, $W_{ij} > 0$. В качестве начальных приближений W_{ij} принимаются заданные ординаты прогнозируемых графиков электропотребления P_{ij} всех потребителей. Очевидно, $W_{ij} = P_{ij} t_j$.

Здесь предлагается новый подход. Для решения задачи находятся такие индивидуальные графики, которые не требуется или почти не требуется деформировать по фиксированным коэффициентам штрафа. Эти графики имеют широкий диапазон маневренности, т.е. коэффициенты штрафа “свободных” графиков выбираются в соответствии с данными других графиков таким образом, чтобы полученный совмещенный график был бы сглаженным.

Пусть имеется n суточных индивидуальных графиков отдельных производств со значениями суммарного потребления энергии W_1, W_2, \dots, W_n . Для равнофиксированных интервалов времени вводим понятие суммарных мощностей совмещенного графика нагрузки всего промышленного узла P_1, P_2, \dots, P_n . Первые $(n - 1)$ графиков имеют зонные коэффициенты (коэффициенты штрафа)

$$\begin{bmatrix} k_{11} & k_{12} & k_{1m} \\ k_{21} & k_{22} & k_{2m} \\ \dots & \dots & \dots \\ k_{(n-1)1} & k_{(n-1)2} & k_{(n-1)m} \end{bmatrix}$$

где k_{ij} — коэффициент i -го потребителя ($i = 1, n-1$) в j -й интервал времени ($j = \overline{1, m}$) при разбивке суточной временной оси на m одинаковых частей. Считаем, что последний n -й график является “свободным”, т.е. это график работы потребителя-регулятора с широкими регулировочными возможностями.

Очевидно, при отсутствии ограничений $\underline{P}_{ij} \leq P_{ij} \leq \overline{P}_{ij}$ перестроенный i -й график с помощью симплекс-метода получит значения мощностей, обратно пропорциональные коэффициентам штрафа:

$$P_i/k_{i1}, \quad P_i/k_{i2}, \quad \dots, \quad P_i/k_{im},$$

Примем априори, что коэффициент штрафа n -го графика в 1-ой точке равен единице (поскольку и совмещенный график стремится к сглаживанию), т.е. $k_{n1} = 1$, тогда суммарная мощность всех индивидуальных графиков в $(n-1)$ -й точке (мощность совмещенного графика) в 1-й точке будет равна:

$$\frac{P_1}{k_{11}} + \frac{P_2}{k_{21}} + \dots + \frac{P_{n-1}}{k_{(n-1)1}} + \frac{P_n}{1} = P_{\Sigma 1} \quad (8)$$

Совмещенный график будет сглаженным, когда значения мощностей во всех точках будут равны, а это означает, что в любой s -й точке имеем

$$\frac{P_1}{k_{1s}} + \frac{P_2}{k_{2s}} + \dots + \frac{P_{n-1}}{k_{(n-1)s}} + \frac{P_n}{k_{ns}} = P_{\Sigma s} = P_{\Sigma 1} \quad (9)$$

Из (8) и (9) получим

$$\frac{P_1}{k_{11}} + \frac{P_2}{k_{21}} + \dots + \frac{P_{n-1}}{k_{(n-1)1}} + \frac{P_n}{1} = \frac{P_1}{k_{1s}} + \frac{P_2}{k_{2s}} + \dots + \frac{P_{n-1}}{k_{(n-1)s}} + \frac{P_n}{k_{ns}}$$

или

$$P_1(1/k_{11} - 1/k_{1s}) + P_2(1/k_{21} - 1/k_{2s}) + \dots + P_{n-1} \left(\frac{1}{k_{(n-1)1}} - \frac{1}{k_{(n-1)s}} \right) + \frac{P_n}{1} = 0,$$

откуда

$$k_{ns} = \left\{ \frac{1}{P_n \left[P_1 \left(\frac{1}{k_{11}} - \frac{1}{k_{1s}} \right) + \dots + P_{n-1} \left(\frac{1}{k_{(n-1)1}} - \frac{1}{k_{(n-1)s}} \right) \right]} + 1 \right\}^{-1}$$

или

$$k_{ns} = \left[1/P_n \sum_{i=1}^{n-1} P_i(1/k_{i1} - 1/k_{is}) + 1 \right]^{-1}.$$

Ниже приводится формальное описание алгоритма. Заданы графики электропотребления P_{ij} , $i = 1, 2, \dots, n$, $j = f(t)$. Задана таблица зонных коэффициентов штрафа для всех потребителей, представляющая собой прямоугольную матрицу $\{k_{ij}\}$ размеров $[1 \times n; 1 \times m]$; задан период сглаживания суммарного графика электропотребления; кроме того, заданы двусторонние ограничения (min и max) для \underline{W}_{ij} и \overline{W}_{ij} соответственно.

Пошаговое описание алгоритма:

1. Произвести разбивку периода сглаживания на зоны в соответствии с заданной таблицей штрафных коэффициентов: $j = 1, 2, \dots, m$, m — число зон.
2. Зафиксировать потребителя с порядковым номером $i = 1$.
3. Сформировать целевую функцию $W_{ij} = P_{ij}t_j$; $\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n k_{ij} W_{ij}$.
4. Обратиться к модифицированной процедуре симплекс-метода с двусторонними ограничениями (базис -- исходный график).
5. По найденным W_{ij} , $j = 1, 2, \dots, m$, определить соответствующие ординаты $P_{ij} = W_{ij}/t_j$.
6. Выполнить проверку $P_{ij} \leq \overline{P}_{ij}$, где \overline{P}_{ij} — максимальное число $\{P_{i1}, P_{i2}, \dots, P_{ij}\}$ — верхнее ограничение по техническим условиям энергосбережения
7. Проверка

$$\Delta P = (\overline{P}_{ij} - P_{ij}^{\max}) \geq 0?$$

Если “Да”, то переходим к п. 1 и проводим коррекцию соответствующего коэффициента штрафа. Если “Нет”, то — переход к п. 7.

8. $i = n$? “Нет” - к п. 8, “Да” - к п. 9.

9. Для $i := i + 1$ возврат к п. 2.

10. Печать перестроенных графиков.

11. Конец.

В качестве примера был выполнен расчет выравнивания графиков нагрузки для одного из крупных автомобильных заводов, который состоит из семи отдельных производств (цехов). Условия для расчета (ограничения и зонные коэффициенты) заданы в табл. 1, в которой был принят интервал времени, равный четырем часам (для упрощения). Расчет сглаживания индивидуальных графиков отдельных производств и совмещенного графика ведется одновременно.

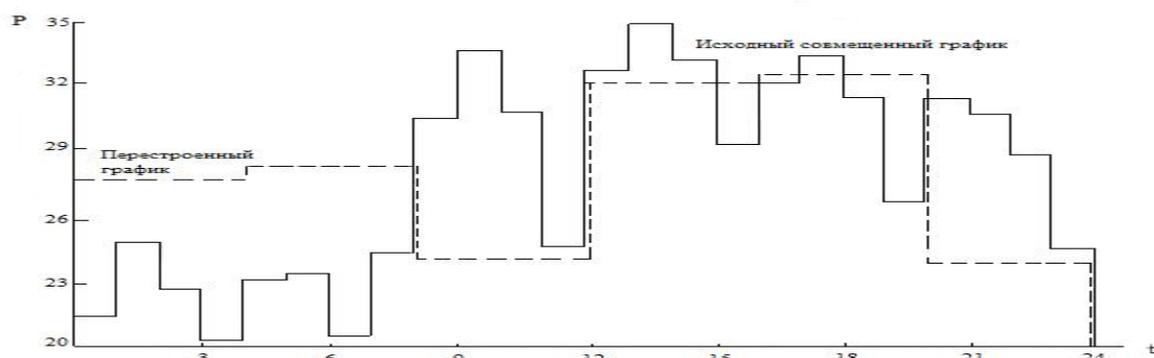


Рисунок 1– Совмещённый суточный график промышленного предприятия

Коэффициенты штрафа для графика нагрузки механосборочного производства определяются по (8), при этом суммарные мощности индивидуальных графиков равны:

$$P_1 = 0,64; P_2 = 13,34; P_3 = 16,4; P_4 = 88,4; P_5 = 5,32; P_6 = 24,4; P_7 = 17,42.$$

Тогда

$$k_{72} = \left\{ \frac{1}{17,42} \left[0,64 \left(\frac{1}{0,6} - \frac{1}{0,8} \right) + 13,34 \left(\frac{1}{0,7} - \frac{1}{0,6} \right) + 16 \left(\frac{1}{0,9} - \frac{1}{1} \right) + 88,4 \left(\frac{1}{0,8} - \frac{1}{0,9} \right) + 5,32 \left(\frac{1}{0,7} - \frac{1}{1} \right) + 24,4 \left(\frac{1}{0,8} - \frac{1}{0,9} \right) \right] + 1 \right\}^{-1} = 0,7.$$

Аналогично имеем:

$$k_{73} = 0,4; k_{74} = 0,1; k_{75} = 0,5; k_{76} = 0,5.$$

Для решения сформулированной задачи может быть использован модифицированный симплекс-метод с учетом двусторонних ограничений на переменные [7]. Задача решается i раз (по числу потребителей). Результатом решения являются перестроенные графики с учетом соответствующих штрафных коэффициентов.

Сглаживание (деформирование) графиков нагрузки с учетом ограничений и коэффициентов штрафа сочетается одновременно со сглаживанием совмещенного графика.

С помощью стандартной программы, использующей симплекс-процедуру, были выполнены расчеты, результаты которых сведены в таблицу 2.

Таблица 1– Исходные данные по цехам

Наименование производства	Зонные коэффициенты						Ограничения, МВт					
	2	6	10	14	18	22	2	6	10	4	8	22
Компрессорная	0,6	0,8	1,3	1,2	1,0	1,1	$\frac{0,22}{0,28}$	$\frac{0,24}{0,28}$	$\frac{0,24}{0,30}$	$\frac{0,26}{0,32}$	$\frac{0,24}{0,32}$	$\frac{0,20}{0,28}$
Станко-инструментальное производство	0,7	0,6	1,2	1,4	0,9	1,0	$\frac{0,60}{1,20}$	$\frac{0,80}{1,60}$	$\frac{1,20}{3,60}$	$\frac{2,40}{3,60}$	$\frac{2,00}{3,60}$	$\frac{0,60}{3,60}$
Прессово-кузовное производство	0,9	1,0	1,3	1,3	0,8	0,9	$\frac{0,40}{1,50}$	$\frac{0,40}{1,40}$	$\frac{1,80}{4,20}$	$\frac{2,00}{4,20}$	$\frac{1,80}{4,20}$	$\frac{0,80}{4,20}$

Продолжение таблицы 1

Металлургическое производство	0,8	0,9	1,2	1,0	1,2	0,9	$\frac{6,00}{19,00}$	$\frac{15,00}{19,00}$	$\frac{10,00}{17,00}$	$\frac{12,00}{16,00}$	$\frac{12,00}{16,00}$	$\frac{10,00}{18,00}$
Литейный цех	0,7	1,0	1,2	1,1	1,1	0,8	$\frac{0,50}{1,30}$	$\frac{0,30}{1,20}$	$\frac{0,60}{1,30}$	$\frac{0,60}{1,30}$	$\frac{0,60}{1,30}$	$\frac{0,40}{1,40}$
ПСКТ	0,8	0,9	1,2	1,2	0,9	0,9	$\frac{1,22}{3,00}$	$\frac{1,20}{3,80}$	$\frac{1,20}{7,40}$	$\frac{1,50}{7,40}$	$\frac{1,50}{7,40}$	$\frac{1,20}{7,40}$
Механосборочное производство	1,0	0,7	0,4	0,1	0,5	0,5	$\frac{1,20}{3,00}$	$\frac{1,20}{3,00}$	$\frac{2,00}{4,80}$	$\frac{2,20}{4,80}$	$\frac{1,60}{4,80}$	$\frac{1,00}{4,80}$

Таблица 2 – Результирующие мощности отдельных производств, МВт

Номер графика	час					
	2	6	10	14	18	22
1	0,28	0,28	0,24	0,26	0,25	0,20
2	1,20	1,60	1,20	3,60	3,60	2,15
3	1,50	1,40	3,11	2,00	4,20	4,20
4	19,00	19,00	13,00	12,00	12,00	13,40
5	1,30	0,82	0,60	0,60	0,60	1,40
6	3,00	3,80	1,20	7,40	7,40	1,60
7	1,20	1,20	4,80	4,80	4,42	1,00
Σ	27,48	28,10	24,15	30,66	32,67	23,95

В процессе выполнения алгоритма происходит обращение к программе симплекс-метода. Полученный совмещенный (групповой) график является более сглаженным по сравнению с исходным. Перестроенный оптимальный график соответствует максимальному уменьшению затрат всех потребителей за счет снижения мощности, участвующей в максимуме, и минимизации операций по изменению компонентов технологического процесса.

Оптимизация уровня напряжения энергоузла. Одним из эффективных методов энергосбережения, т.е. снижения максимума нагрузки на промышленном предприятии может быть оптимизация режимов напряжения в заводской распределительной сети. Результат достигается путем использования регулирующего эффекта нагрузки, который определяется ее статическими и динамическими характеристиками по напряжению и частоте, найденными экспериментально или аналитически (при отсутствии опытных данных). В проектной практике обычно пользуются альбомами типовых характеристик, которые составляются и периодически обновляются. Поскольку само ПП не может целенаправленно воздействовать на частоту сети, статические и динамические характеристики по частоте могут применяться только энергосистемой для регулирования собственной суммарной нагрузки. Что касается использования для регулирования нагрузки динамических характеристик по напряжению, то они жестко связаны с режимно-технологическим процессом и требуют проведения углубленных исследований на конкретном ПП в рамках его взаимодействия с энергосистемой. Поэтому практический интерес представляет взаимосвязь режимов напряжения и нагрузки, которая определяется статическими характеристиками нагрузок (СХН). СХН обычно получают путем активного или пассивного эксперимента с использованием соответствующих измерительных устройств.

По результатам ряда экспериментов, проведенных на нескольких промышленных предприятиях, можно сделать вывод, что при снижении напряжения в узле нагрузки на стороне 6 кВ на 1 – 3 % от номинального уменьшается потребляемая активная мощность асинхронных двигателей на 2 – 5 %. На отдельных ПП эта величина может изменяться от – 0,3 до + 2,0 % (в зависимости от состава нагрузки). Кроме того, с уменьшением коэффициента загрузки двигателя регулирующий эффект активной мощности по напряжению возрастает, причем он может быть как положительным, так и отрицательным. По-

видимому, это можно объяснить нелинейностью соотношения потерь в стали двигателей и трансформаторов с нагрузочными потерями. Потому для получения реального экономического эффекта необходимо экспериментально определить оптимальное значение напряжения в распределительной сети ПП в различных режимах загрузки основного оборудования. Особенно это востребовано при прохождении максимума нагрузки энергосистемы, так как превышение заявленных величин ведет к большим штрафам, а недобор к возможному ущербу ПП. Решение этой задачи подразумевает комплексный подход к компонентам технологического процесса, включающий рассмотрение характеристик всех звеньев производства, в том числе и таких, как оптимальное регулирование возбуждения синхронных двигателей, настройка систем защиты и режимное взаимодействие ПП с диспетчерским управлением энергосистемы. В этом случае можно получить наиболее рациональные значения регулирующих параметров в стоимостных величинах, что позволит выполнять эксплуатацию оборудования ПП в оптимальном режиме.

Выбор необходимой величины изменения напряжения зависит от многих факторов, определяемых СХН и степенью надежности работающего оборудования. В детерминированной постановке эффект снижения электропотребления от изменения напряжения можно выразить следующим соотношением [2]:

$$C = \sum_{t=1}^T [1/\tau k_U \Delta P_t(\Delta U) + \xi k_H Y_t(\Delta U)], \quad (1)$$

где τ – плата за заявленный максимум; k_U – регулирующий эффект активной нагрузки по напряжению, выраженный в относительных единицах; $\Delta P_t(\Delta U)$ – фактическое снижение нагрузки, вызванное изменением напряжения на величину ΔU в распределительной сети ПП; k_H – коэффициент, определяющий надежность работы электрооборудования, в том числе и устойчивость крупных синхронных машин; $Y_t(\Delta U)$ – величина ущерба, вызванного отклонением уровня надежности от оптимального значения при изменении напряжения ΔU ; ξ – коэффициент приведения стоимости к текущему значению рублевого эквивалента; t – время работы основного оборудования, для которого определяется ущерб; T – полный расчетный период времени.

Условие оптимизации режима напряжений получит вид: найти минимум функционала (1) при ограничениях:

$$U_{\min} \leq U \leq U_{\max},$$

где границы напряжений соответствуют крайним значениям, регламентированными «Инструкцией по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий», которая ограничивает возможный диапазон кратковременных понижений напряжения при управлении электропотреблением десятью процентами.

Сформулированная задача вписывается в математическую модель нелинейного программирования. В результате ее решения находится оптимальный вектор ΔU , который в соответствии с СХН дает максимальный эффект снижения активной мощности ПП. Наибольшая сложность при решении – определение вполне правдоподобных значений k_H и $Y_t(\Delta U)$, которые можно найти при достаточно богатом статистическом материале. Решение выполняется по одному из стандартных алгоритмов теории нелинейного программирования.

При рассмотрении данной задачи в динамической постановке формируются уравнения состояния для переходных процессов и решаются системы дифференциальных уравнений. В качестве *критерия оптимальности* обычно принимается минимум суммы квадратов отклонений напряжений с учетом ограничений на мощность управления. При учете нестационарного характера значений напряжений в узловых точках распределительной сети завода могут быть реализованы методы стохастического программирования с использованием алгоритмов, составленных на основе известной методики игровых или квазиградиентных методов. Поскольку на многих промышленных предприятиях основная нагрузка – асинхронные двигатели (АД), изменение режима напряжений влияет, прежде всего, на скольжение двигателей. При снижении подводимого напряжения с U_1 до U_2 увеличивается скольжение АД от s_1 до s_2 . Величина нового значения скольжения s_2 с достаточной для практики точностью определяется исходя из соотношений:

$$U_1^2 s_1 \cong U_2^2 s_2; \quad s_2/s_1 = (U_1/U_2)^2; \quad s_2 \cong s_1 (U_1/U_2)^2.$$

При условии $M = M_H$ оптимальное значение напряжения соответствует оптимальному скольжению:

$$U_{\text{опт}} = U_H \sqrt{s_H/s_{\text{опт}}},$$

где U_H, s_H – номинальные значения напряжения и скольжения соответственно; M, M_H – текущее и номинальное значение моментов АД. Это напряжение изменяется в зависимости от момента в соответствии с соотношением:

$$U_1^2 / U_{\text{опт}(M=M_H)}^2 = M / M_H.$$

Поскольку потребляемая активная мощность явным образом зависит от скольжения, а реактивная – от скольжения и напряжения, описанные процессы в реальных электротехнических установках аккумулируются в СХН для асинхронной двигательной нагрузки и легко могут быть проиллюстрированы совместным рассмотрением известных зависимостей $P(s)$, $Q(s)$ и $Q(U)$. Потому эти характеристики могут быть использованы в расчетах при снижении потребляемой активной нагрузки ПП в часы прохождения максимума за счет оперативного регулирования величины напряжения в распределительной сети завода. Что касается активной мощности синхронных двигателей (СД), то принципиально она не зависит от изменений напряжения за счет постоянства частоты вращения, то есть крутизна СХН для синхронной двигательной нагрузки $k_{PU}^{\text{СД}} = 0$. При отсутствии автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и питания обмоток ротора двигателя от машинного возбудителя ток возбуждения СД не зависит от напряжения сети. Однако у СД с возбуждением от выпрямительных установок, питающихся от выводов статора при отсутствии трансформаторов тока, создающих дополнительную ЭДС, пропорциональную току статора, а также при отсутствии АРВ ток в обмотке возбуждения СД примерно пропорционален напряжению сети, то есть при снижении напряжения уменьшается. При наличии АРВ зависимость тока возбуждения определяется законом регулирования, обеспечивающим увеличение тока возбуждения при снижении напряжения на выводах статора. Результирующий магнитный поток в воздушном зазоре и потери в стали статора СД при изменении напряжения сети определяются так же, как и у АД, то есть при снижении напряжения уменьшаются. Потери мощности в обмотках статора определяются полным током, нагрузочная составляющая которого с уменьшением напряжения возрастает, а составляющая тока возбуждения снижается.

При снижении напряжения первичной обмотки трансформатора магнитный поток уменьшается, что приводит к снижению потерь в стали. При работе цеховых трансформаторов на осветительную нагрузку уменьшается ток нагрузки, что приводит, в свою очередь, к снижению потерь в меди трансформатора. При работе трансформатора на двигательную нагрузку характер изменения потребляемой мощности трансформатора определяется величиной статического момента. Для осветительной нагрузки снижение напряжения в сети завода всегда уменьшает потери мощности [3].

Как показали теоретические и экспериментальные исследования, выполненные авторами, оперативное регулирование напряжения в распределительной сети предприятий машиностроительного производства позволяет получить снижение суммарной нагрузки ПП на 1 – 1,5 %, что заметно повысит эффективность производства.

Получение оптимального значения суммарной мощности машиностроительного комплекса требует дальнейшей детализации *совмещенного максимума нагрузки* между субъектами технологического процесса.

Выводы

1. Реализация взаимодействия ЭЭС с потребителями сводится к определенному компромиссу, учитывающему интересы обеих сторон.
2. Оптимизация уровней напряжения позволяет уменьшить максимум нагрузки в потребительских энергоузлах за счет снижения потерь активной мощности.
3. Математическая модель определения общего ущерба промышленного узла от вероятного отклонения от оптимального режима формулируется как общая задача нелинейного программирования.
4. Рациональная деформация суточного графика нагрузки путем горизонтально-вертикального маневрирования позволяет снизить затраты для энергоемкого промпредприятия.

Список использованной литературы

1. Гордеев В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей. М.: Энерго-издат, 1986. –182 с.
2. Александров О.И. Метод оптимального распределения активных нагрузок между электростанциями и потребителями электроэнергии // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энергообъединений СНГ). – 1990. -- №2. С. 3-15.
3. Воропай Н.И., Стычински З.А., Козлова Е.В. и др. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей // Изв. РАН. Энергетика. – 2014. -- №1. С. 84-89.
4. Папков Б.В. Активные элементы потребителей в электроэнергетической системе / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 66. // Отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. – Минск- Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 218-224.

5. Тевяшев А.Д., Щелкалин В.Н., Выходцев Е.И. Декомпозиционный метод прогнозирования процессов потребления электроэнергии. / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 62. // Отв. ред. Н.И. Воропай, А.Д. Тевяшев. – Ялта-Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. С. 491-503.

6. Синьков В.М., Богословский А.В., Григоренко В.Г. и др. Оптимизация режимов энергетических систем / Под ред. В.М. Синькова. – Вища школа, Киев. – 1976. -- 307 с.

7. Мину М. Математическое программирование. Теория и алгоритмы. М.: Гл. ред. физ.-мат. лит. 1990.

O. Alexandrov, Cand.Sc. (Eng.), Assoc. Prof., **ORCID** 0000-0003-2813-3692

D.Ivanko, Ph.D. student , **ORCID** 0000-0003-2813-3692

V. Zelenko, Ph.D. student

Belarusian state technological university,

National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”,

Belarusian national technical university

OPTIMIZATION OF THE MODES OF THE ELECTRICAL POWER SYSTEM AT ITS INTERACTION WITH CONSUMERS

In the modern conditions of acute shortage of energy resources and the transition to the market relations of many enterprises steadily increases a role of optimizing calculations in a power engineering. Transition from the directiv methods of distribution of fuel to economic at steady increase in prices for energy carriers involves a row the fundamental of difficulties and the interconnected of tasks assumes the solution of a complex. Treat their number: optimization of distribution of the active power between power plants of a power supply system taking into account losses in network and specific consumptions of fuel; accounting of restrictions on fuel supply; regime and economic interaction the generating and the consuming enterprises taking into account the regulating effect of loading; alignment of production schedules of a power supply system and production enterprises; operating control by an power consumption with optimization of a duty of systemic consumers regulators.

Keywords: an electrical power system, optimization, load clusters, electroreceivers, the regime isolated groups, zonal coefficients, a matrix of the limiting constants, horizontally vertical maneuvering, deformation of the daily production schedule.

References

1. Gordeev V.I. Regulirovanie maksimuma nagruzki promyshlennyh elektricheskikh setej. М.: Energoizdat, 1986. –182 s.

2. Aleksandrov O.I. Metod optimalnogo raspredeleniya aktivnyh nagruzok mezhdru elektrostanciyami i potrebitelyami elektroenergii // Energetika... (Izv. vyssh. ucheb. zavedenij i energoobedinenij SNG). – 1990. -- №2. S. 3-15.

3. Voropaj N.I., Stychinski Z.A., Kozlova E.V. i dr. Optimizaciya sutochnyh grafikov nagruzki aktivnyh potrebitelej // Izv. RAN. Energetika. – 2014. -- №1. S. 84-89.

4. Papkov B.V. Aktivnye elementy potrebitelej v elektroenergeticheskoj sisteme / Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bolshih sistem energetiki. Vyp. 66. // Отв. ред. N.I. Voropaj, М.А. Korotkevich, А.А. Mihalevich. – Minsk- Irkutsk: ISEM SO RAN, 2015. S. 218-224.

5. Tevyashev A.D., Shelkalin V.N., Vyhodcev E.I. Dekompozicionnyj metod prognozirovaniya processov potrebleniya elektroenergii. / Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bolshih sistem energetiki. Vyp. 62. // Отв. ред. N.I. Voropaj, А.Д. Tevyashev. – Yalta-Irkutsk: ISEM SO RAN, 2013. S. 491-503.

6. Sinkov V.M., Bogoslovskij A.V., Grigorenko V.G. i dr. Optimizaciya rezhimov energeticheskikh sistem / Pod red. V.M. Sinkova. – Visha shkola, Kiev. – 1976. -- 307 s.

7. Minu M. Matematicheskoe programmirovaniye. Teoriya i algoritmy. М.: Gl. red. fiz.-mat. lit. 1990.

УДК 621.311.153:681.3.06

О.І. Александров, канд. техн. наук, доц., ORCID 0000-0002-5608-8131

Д.О. Іванько, канд. техн. наук, доц., ORCID 0000-0002-4348-6624

В.В. Зеленко, аспірант

Білоруський державний технологічний університет,

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,

Білоруський національний технічний університет

РЕГУЛЮВАННЯ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ПРИ ЇЇ ВЗАЄМОДІЇ З ПРОМИСЛОВИМИ СПОЖИВАЧАМИ

В сучасних умовах гострого дефіциту енергоресурсів і переходу до ринкових відносин багатьох підприємств незмінно зростає роль оптимізаційних розрахунків в енергетиці. Перехід від ді-ректівних методів розподілу палива до економічних при неспинному зростанні цін на енергоносії тягне за собою ряд принципових труднощів і передбачає вирішення комплексу взаємопов'язаних завдань. До їх числа відносяться: оптимізація розподілу активної потужності між електростанціями енергосистеми з урахуванням втрат в мережі і питомих витрат палива; облік обмежень по доставці палива; режимно-економічна взаємодія генерування і споживання підприємств з урахуванням регулюючого ефекта навантаження; вирівнювання графіків навантаження енергосистеми і промислових підприємств; оперативне управління електроспоживанням з оптимізацією режиму роботи системних споживачів-регуляторів.

Ключові слова: електроенергетична система, оптимізація, навантажувальні вузли, електроприймачі, режимно-відокремлені групи, зонні коефіцієнти, матриця обмежують констант, горизонтально-вертикальне маневрування, деформація добового графіка навантаження.

Надійшла 06.09.2018

Received 06.09.2018

УДК 621.165.62

О. Ю. Черноусенко, д-р. техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-1427-8068

Д. В. Риндюк, канд. техн. наук, доц., ORCID 0000-0001-7770-7547

В. А. Пешко, канд. техн. наук, ст. викл., ORCID 0000-0003-0610-1403

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ТЕПЛОВИЙ І НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН РОТОРА ВИСОКОГО ТИСКУ ТУРБІНИ К-1000-60/3000 БЛОКА АЕС

На поточному етапі енергетичного розвитку України, політика продовження експлуатації атомних електричних станцій потребує встановлення фактичного ресурсного стану та надійності його основного обладнання. Відповідно до нормативних документів, продовження ресурсу турбінного обладнання потребує проведення широкого кола числових досліджень, в тому числі і розрахунку теплового та напружено-деформованого стану його основних елементів. В роботі досліджено ротор циліндру високого тиску парової турбіни К-1000-60/3000. Розглянуто крайову задачу нестационарної теплопровідності для типових експлуатаційних режимів паротурбінної установки, з використанням скінчено-елементного методу дискретизації розрахункової області. Напружено-деформований стан РВТ розраховано з врахуванням сумісної дії температурних напружень, нерівномірності температурного поля, напружень від тиску та відцентрових сил. Встановлено, що при роботі на експлуатаційних режимах, що близькі до номінального, зоною концентрації максимальної інтенсивності напружень є